

**MÉTODO BACKSTEPPING Y COMPENSACIÓN DE
LATENCIAS DE TIEMPO PARA CONTROLAR
OSCILACIONES EN SISTEMA ELÉCTRICO DE BARRAJE
INFINITO**



Una disertación por:
Diego González Ocampo

Presentado al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la
Universidad Tecnológica de Pereira
Como requerimiento para el Grado de Maestría

Noviembre 2018

Dedicatoria

A mi querida madre Luz Dary

A mi querido padre Eliserio

Agradecimientos

A mi familia y a mis amigos

Resumen

Los sistemas eléctricos modernos se componen por un gran número de subsistemas y componentes que incrementan la natural no linealidad de ellos. Así mismo, los sistemas eléctricos cubren grandes áreas que hacen que el monitoreo de sus variables se tenga que dar mediante complejos sistemas de comunicación, que agregan retardos a las señales que llegan a los centros de control. Los dos elementos anteriores hacen que el comportamiento del sistema eléctrico sea altamente no lineal y con retardos en las comunicaciones, o como podría denominarse en inglés: *time-delayed power systems*. El presente proyecto de grado propone un aporte y punto de partida para el estudio de los sistemas de potencia, pues establece una metodología para abordar las complejidades de los sistemas modernos. En primer lugar, se propone una estrategia de control no lineal para enfrentar la dinámica altamente no lineal. En segundo lugar, se define una estrategia de compensación del retardo que se presenta en el sistema de comunicaciones. De ésta forma, se ha logrado una estrategia global que enfrenta el problema de la no linealidad y del retardo de manera que funcionen de manera armónica sin mayores conflictos y sin incrementar las no-linealidades. Se presentan resultados que resultan al ejecutar la estrategia de control en un sistema eléctrico simple denominado Máquina Infinita Conectado al Barraje Infinito pero que representan dinámicas generales de los sistemas eléctricos.

Contenido

1	Estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	1
1.1	Descripción General del Funcionamiento de los Sistemas Eléctricos.....	1
1.1.1	Unidades de Generación.....	2
1.1.2	Las Turbinas.....	8
1.1.3	Subestaciones.....	13
1.1.4	Red de Transmisión y Distribución.....	15
1.1.5	Transformadores.....	17
1.1.6	Elementos Pasivos en Paralelo y Elementos Pasivos en Serie.....	18
1.1.7	Dispositivos FACTS.....	20
1.1.8	Sistemas de Protección.....	22
1.2	Conceptos Generales de Estabilidad en Sistemas Eléctricos.....	25
1.3	Estabilidad del Ángulo de Rotor.....	28
2	Comunicaciones en los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	31
2.1	Descripción de la Infraestructura de Medición en Sistemas de Potencia.....	31
2.2	Descripción del Retardo en Sistemas de Comunicaciones.....	43
2.3	Modelización y Simulación de Sistemas de Potencia Considerando Retardos	49
2.3.1	Funcionamiento de los Sistemas de Potencia con Señales Retardadas.....	56
3	Control Backstepping en Sistemas No Lineales.....	61
3.1	Descripción General de la Metodología.....	61
3.2	Casos de Aplicación del Backstepping.....	71

4	Propuesta de Control Backstepping y Compensación de Latencias en un Sistema de Barraje Infinito.....	75
4.1	Modelamiento del Sistema de Prueba.....	75
4.1.1	Introducción.....	75
4.1.2	Obtención de la Ecuación de SWING.....	78
4.1.3	Análisis de la Ecuación de SWING.....	81
4.1.4	La Ecuación de SWING y sus Soluciones	83
4.2	Control del Sistema SMIB Sin Retardos	103
4.3	Control del Sistema SMIB Con Retardos	115
5	Discusiones y Conclusiones.....	123
6	Referencias	125

Lista de Figuras

Fig. 1-1. Estructura Básica de una Máquina de Generación.	3
Fig. 1-2. Conjunto Excitatriz-Automatic Voltage Regulator.	6
Fig. 1-3. Estructura Básica de un Dispositivo PSS.	7
Fig. 1-4. Respuesta Dinámica Típica Frente al Cambio de Referencia Tipo Escalón.	8
Fig. 1-5. Esquema de Funcionamiento de una Planta con Turbinas a Vapor.	10
Fig. 1-6. Ciclo Regenerativo Abierto con Turbina a Gas.	11
Fig. 1-7. Tipos de Turbinas Hidráulicas.	13
Fig. 1-8. Relación Tensión de Transmisión-Pérdidas de Energía	16
Fig. 1-9. Diagrama Circuital de un Transformador.	18
Fig. 1-10. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.	28
Fig. 1-11. Modelo Idealizado de un Sistema de Potencia Simple de Dos Nodos	30
Fig. 1-12. Diagrama Fasorial de un Sistema de Potencia Simple de Dos Nodos.	30
Fig. 2-1. Comparación entre las Señales Entregadas por un Sistema SCADA y uno Basado en PMU. Tomado de www.eia.gov	34
Fig. 2-2. Diagrama de Bloques del Esquema de Control PMU	35
Fig. 2-3. Dispositivo PMU.	35
Fig. 2-4. Instalación de los Dispositivos PMU.	36
Fig. 2-5. Funcionamiento de Sistemas PMU. Tomado de www.sielec.com	37
Fig. 2-6. Representación Fasorial de Señal Sinusoidal. Tomado de www.sielec.com	38
Fig. 2-7. Fasores y sus Mediciones Colectadas por el PDC. Tomado de www.sielec.com	39
Fig. 2-8. Fasores y sus Mediciones Colectadas por el PDC. Tomado de www.sielec.com	40
Fig. 2-9. Esquema de Funcionamiento.	41
Fig. 2-10. Esquema de Funcionamiento del Sistema de Medición.	42
Fig. 2-11. Retardo en las Señales	44
Fig. 2-12. Esquema de Funcionamiento.	45
Fig. 2-13. Esquema Detallado del Proceso de Transmisión de Señales.	46
Fig. 2-14. Lazo Típico de Control.	49
Fig. 2-15. Señal Trasladada Debido al Retardo Constante en la Comunicación.	50
Fig. 2-16. Señal Trasladada Debido al Retardo Variable en la Comunicación.	51
Fig. 2-17. Comparación entre Señal Perfectamente Retardada y Aproximación de PADE-1...54	
Fig. 2-18. Comparación entre Señal Perfectamente Retardada y Aproximación de PADE-7....55	
Fig. 2-19. Diagrama de Bloques del Desplazamiento por Clúster.	56
Fig. 2-20. Inclusión de los Medidores en los Sistemas de Potencia.	57
Fig. 2-21. Diagrama de Bloques del Sistema de Potencia con Retardos.	57
Fig. 2-22. Respuesta Estable del Sistema de Potencia.	58

Fig. 2-23. Respuestas de los Sistemas de Potencia Frente a Variaciones en los Retardos.	59
Fig. 3-1. Regulador no Lineal Usando Backstepping. Implementación en Simulink	71
Fig. 3-2.Regulación a Cero sobre el Sistema de Prueba Usando Backstepping.	72
Fig. 3-3. Montaje en Simulink del Seguidor de Señal.....	73
Fig. 3-4. Seguimiento de la Señal de Salida Frente a una Señal de Referencia Sinusoidal.....	73
Fig. 3-5. Comparativo de Errores. La Línea Amarilla es Error con $k = 20$. En línea Violeta es Error con $k = 40$	74
Fig. 4-1.Ilustración del Sistema Multimáquina.	77
Fig. 4-2.Descripción Esquemática de las Potencias y los Torques en una Máquina Síncrona. .	78
Fig. 4-3.Máquina Síncrona Conectada a Barraje Infinito.	84
Fig. 4-4.Circuito Equivalente de una Máquina Síncrona Conectada a Barraje Infinito	85
Fig. 4-5. El Diagrama Muestra la Variación de la Potencia Eléctrica y Mecánica para el Sistema Descrito.....	87
Fig. 4-6. La Potencia Eléctrica antes de la Falla, $P_e = 1.86$ sen, después de la Falla, $P_e = 1.26$ sen, y la Potencia Mecánica, $P_m = 1$, en Función del Ángulo del Rotor, θ	91
Fig. 4-7. Curva de Giro y Retrato de Fase para el Generador de Balanceo contra un Bus Infinito. Tiempo de Limpieza de Fallas = 4 Ciclos. Tiempo Crítico de Remoción de Fallas = 6 Ciclos. .	93
Fig. 4-8. Curva de Giro y Retrato de Fase para el Generador de Balanceo contra un Bus Infinito. Tiempo de Limpieza de Fallas = 6 Ciclos. Tiempo Crítico de Remoción de Fallas = 6 Ciclos. .	95
Fig. 4-9. Curva de Giro y Retrato de Fase para el Generador de Balanceo Contra un Bus Infinito. Tiempo de Limpieza de Fallas = 6,5 Ciclos. Tiempo Crítico de Remoción de Fallas = 6 Ciclos.	97
Fig. 4-10. Curva de Giro y Retrato de Fase para el Generador de Balanceo Contra un Bus Infinito. Tiempo de Limpieza de Fallas = 8 Ciclos. Tiempo Crítico de Remoción de Fallas = 6 Ciclos.	98
Fig. 4-11. Esquema del Sistema SMIB. Elaboración Propia.	99
Fig. 4-12. Circuito Simplificado de la Máquina Síncrona en el Esquema SMIB. Elaboración Propia.	100
Fig. 4-13. Diagrama de Fase del Sistema Bajo Estudio. Sistema SMIB.....	102
Fig. 4-14. Oscilaciones del Ángulo de la Máquina con Valores Diferentes de Cero para sus Condiciones Iniciales.....	103
Fig. 4-15. Sistema SMIB no Lineal Implementado en Simulink.....	107
Fig. 4-16. Sistema SMIB Controlado con PID.	109
Fig. 4-17. Comportamiento de la Señal de Salida en el Sistema SMIB.....	110
Fig. 4-18. Figura de la Implementación del Backstepping en Simulink.	112
Fig. 4-19. Señal en el Tiempo del Comportamiento de la Salida Controlada por Backstepping con $k_1=k_2=20$	112
Fig. 4-20. Señal de Salida con Valores $k_1=k_2=20$	113

Fig. 4-21. Comportamiento del Control PID con Señal de Control Saturada.	114
Fig. 4-22. Comportamiento del Control Backstepping con Señal de Control Saturada.	114
Fig. 4-23. Esquema del retraso de SMIB.	115
Fig. 4-24. Esquema de Predicción de Smith.	117
Fig. 4-25. Control de Retroceso Basado en el Predictor de Smith Aplicado a SMIB.	117
Fig. 4-26. Referencia de Seguimiento con Backstepping Clásico y BSP. Sin Retrasos.	120
Fig. 4-27. Backstepping Clásico y Seguimiento de Referencia BSP. Tiempo de Retardo 10ms.	120
Fig. 4-28. Backstepping Clásico y Seguimiento de Referencia BSP. Tiempo de Retardo 25ms.	121
Fig. 4-29. Backstepping Clásico y Seguimiento de Referencia BSP. Tiempo de Retardo 31 ms.	122

1

Estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia

1.1 Descripción General del Funcionamiento de los Sistemas Eléctricos

Históricamente, a través del proceso evolutivo, la humanidad ha tenido que enfrentarse a un problema que se ha convertido en fundamental para garantizar su evolución y hoy, para mantener su actual modo de vida: la provisión de fuentes de energía. Dentro de éstas, la energía eléctrica ha llegado a ser insustituible y fundamental dada su versatilidad para ser convertida en otros tipos de energía. Esta circunstancia ha hecho que los sistemas eléctricos estén en continuo desarrollo, haciéndose cada vez más robustos y exigiendo de ellos mayor confiabilidad con el propósito de hacer frente a una demanda progresivamente creciente, pues la sociedad moderna precisa de grandes

cantidades de energía para su uso en la industria, el comercio, el transporte, la agricultura, las comunicaciones y el sector doméstico entre otros. En Colombia, tal demanda de energía se ha suplido a partir del uso de recursos energéticos primarios: agua, petróleo, carbón y gas natural, cuya potencialidad energética ha sido aprovechada a través de procesos de conversión en energía térmica y mecánica, para finalmente ser transformadas en energía eléctrica la cual es transportada a los centros de consumo y posteriormente distribuida al usuario final. Todo este proceso está estructurado convenientemente en un Sistema Eléctrico de Potencia, el cual es un gran sistema interconectado que integra los procesos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Estos sistemas de potencia están constituidos por un conjunto de elementos que hacen parte de cada uno de los procesos integrados en el sistema y de cuyo buen funcionamiento y calidad depende en gran medida la confiabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). A continuación, se hablará, grosso modo, de los componentes constitutivos básicos de un SEP.

1.1.1 Unidades de Generación

Su función fundamental es la de llevar a cabo la conversión de energía mecánica en energía eléctrica. Se trata, esencialmente, de entregar energía mecánica de rotación proveniente del eje de una turbina impulsada por algún fluido a un generador síncrono que se encarga de la conversión de aquella en energía eléctrica. Usualmente los generadores síncronos exigen controles o reguladores de turbina que tienen como propósito actuar sobre ella y mantener tanto la potencia como la velocidad de la máquina de generación en los valores nominales establecidos para el SEP. La conversión efectiva de la energía

mecánica de rotación en energía eléctrica en el generador síncrono, exige la existencia de un campo magnético en su interior el cual es establecido por medio de una excitación de corriente directa (DC) denominada excitatriz. La magnitud de esta corriente y de hecho la intensidad del campo magnético son controlados por un dispositivo automático regulador de tensión (Automatic Voltage Regulator – AVR), de esta manera, tanto el regulador de turbina como el AVR son dispositivos responsables de mantener los valores de potencia, tensión y frecuencia dentro del rango nominal de operación del sistema para estas variables. A continuación se presenta la estructura básica de una máquina de generación. Fig. 1-1

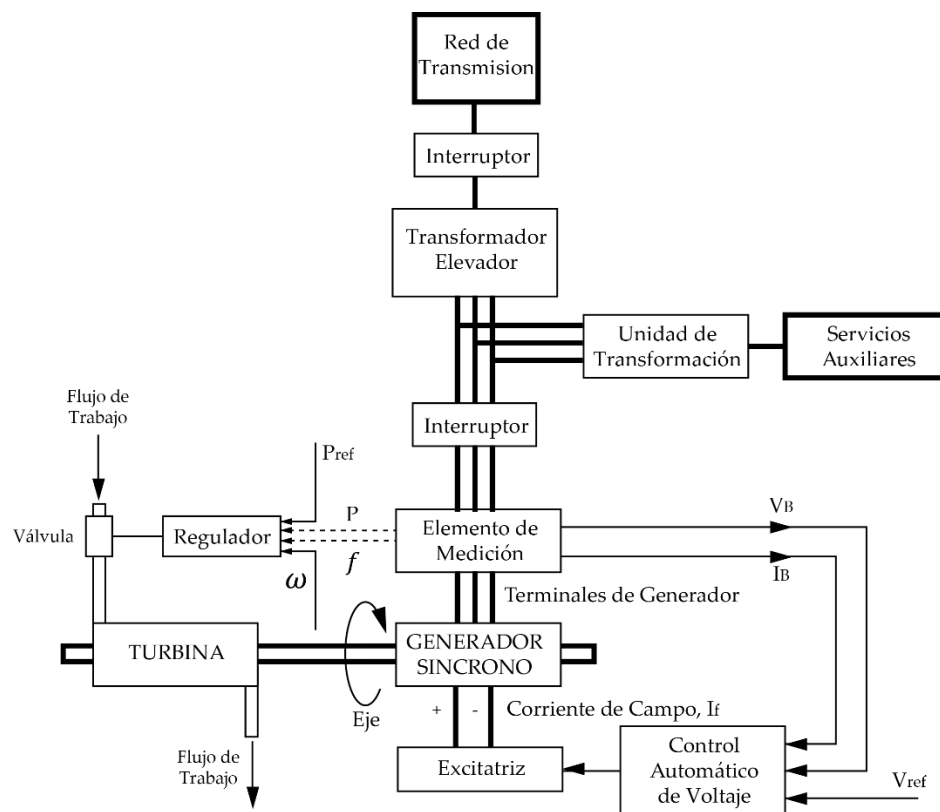


Fig. 1-1. Estructura Básica de una Máquina de Generación.

- **Generadores Síncronos:**

Es un elemento fundamental de un SEP en tanto que es el responsable de la conversión de la energía mecánica de rotación en energía eléctrica. La energía mecánica de rotación que llega al eje del generador síncrono proviene de turbinas movidas por un fluido líquido o gaseoso y es precisamente esto lo que determina el tipo de generador síncrono utilizado. Las turbinas movidas por fluidos gaseosos a elevadas temperaturas producen velocidades de rotación del orden de las 1800 y 3600 rpm, por lo cual se requieren máquinas de generación de diámetro pequeño, de 4 y 2 polos, con ejes de rotor largos e instaladas horizontalmente. En contraste con lo anterior, cuando el fluido es el agua se requiere de máquinas de 12 u 8 polos, con ejes de rotor más cortos, de mayor diámetro y deben ser instaladas verticalmente.

Un generador síncrono está conformado por rotor y un estator de material magnético, en la superficie interna del estator hay tres devanados ubicados de manera equidistante y aparece otro devanado de excitación en el rotor. El funcionamiento de la máquina se inicia cuando el devanado del rotor se excita con una corriente externa que produce unas fuerzas magnéticas que ponen en movimiento el rotor generando un flujo magnético que es proporcional a la corriente de excitación. El flujo magnético producido induce la aparición de una fuerza electromotriz en los devanados del estator con lo cual se produce movimiento de portadores de carga hacia el sistema de alimentación provocando su propio flujo magnético, el efecto combinado del flujo

magnético de excitación y el flujo magnético de reacción inducido producen un flujo magnético estacionario que hace que el rotor gire a velocidad síncrona respecto al estator estableciendo de esta manera el funcionamiento básico del generador síncrono.

- **Excitatriz y Regulador Automático de Tensión (AVR):**

El conjunto de la excitatriz y el regulador automático de tensión es un componente clave en la máquina generadora y es el encargado de suministrar la corriente de excitación para establecer el campo magnético requerido por el generador síncrono. Existen dos tipos de excitatriz (generadores de corriente continua): estática y rotativa. No obstante, dado el avance en los desarrollos de la electrónica de potencia que ha permitido el acceso a rectificadores de alta potencia eficientes y económicos, en la actualidad se usa como excitatriz un sistema rotativo conformado por un alternador que toma energía del propio generador y la rectifica para obtener la señal DC requerida.

El otro componente es el AVR (Automatic Voltage Regulator), el cual es un dispositivo encargado de regular la tensión en terminales de la máquina generadora por medio del control de la corriente suministrada al devanado de campo del generador a través de la excitatriz. El funcionamiento del dispositivo es sencillo, a través de instrumentos de medida adecuados se toman lecturas de tensión en terminales del generador, se comparan con una tensión de referencia y se genera una señal de control que actúa sobre la excitatriz para disminuir el error

entre la tensión del generador y la establecida como referencia. Constructivamente un sistema AVR tiene establecidos límites de tensión que protegen la integridad del dispositivo, mas tal situación induce efectos indeseables de no linealidad al sistema. En este sentido, el conjunto cuenta con un dispositivo estabilizador de potencia PSS (Power System Stabilizer) encargado de amortiguar las oscilaciones presentadas, tal elemento cobra gran importancia en términos de la estabilidad dado que sus señales están ligadas con la frecuencia, la velocidad y los valores angulares del generador asociados a la potencia eléctrica generada. Se muestra un esquema del conjunto excitatriz-AVR

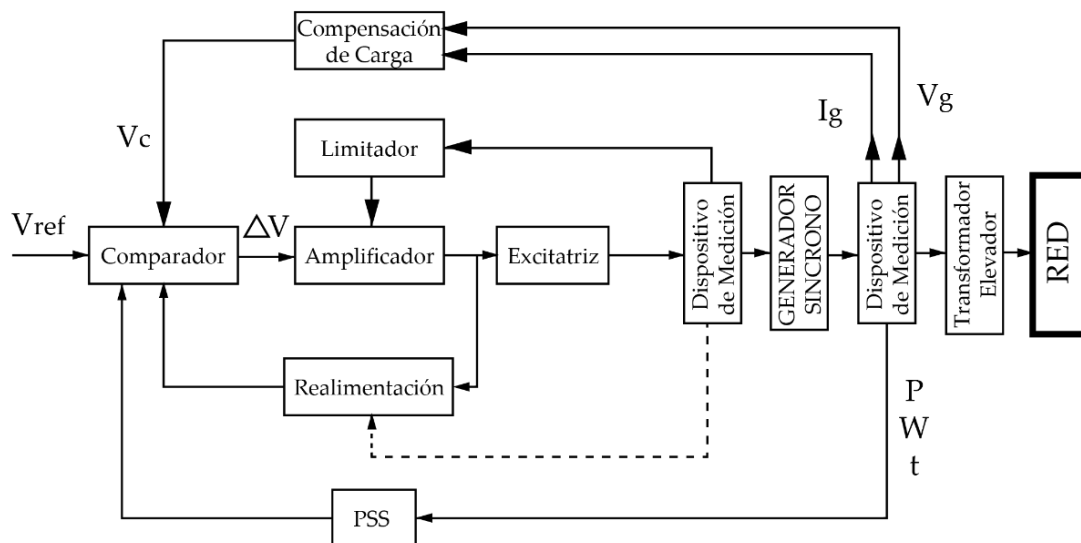


Fig. 1-2. Conjunto Excitatriz-Automatic Voltage Regulator.

El establecimiento de los parámetros de control para este par de dispositivos (AVR-PSS), se hace de forma heurística considerando las

características físicas del generador y el cumplimiento con la referencia definida. Para ello, usualmente se analiza la respuesta dinámica del generador ante cambios repentinos en la señal de referencia, tal respuesta se ajusta al comportamiento de un sistema de segundo orden y a partir de allí se obtiene la información necesaria en el diseño del dispositivo.

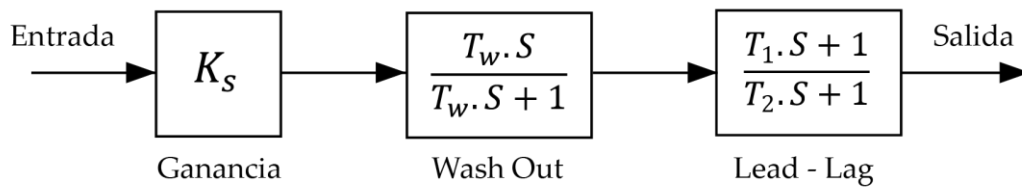


Fig. 1-3. Estructura Básica de un Dispositivo PSS.

El análisis mencionado para la definición de los parámetros de estos dispositivos se muestra en la siguiente figura. En la curva aparecen valores definitorios para el diseño tales como el tiempo de establecimiento t_s , el overshoot E_p y el tiempo de subida t_r . Desde luego estos parámetros tienen valores típicos usados en la actualidad y que son presentados en la literatura.

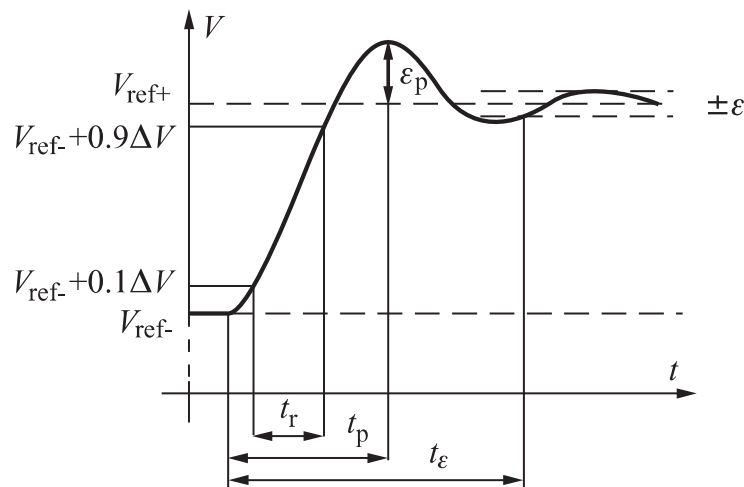


Fig. 1-4. Respuesta Dinámica Típica Frente al Cambio de Referencia Tipo Escalón.

1.1.2 Las Turbinas

Se mencionó que los generadores síncronos convierten energía mecánica de rotación en energía eléctrica y tal energía mecánica es suministrada al eje del generador por una turbina que puede ser de vapor, de gas o hidráulica. Cada una de ellas cuenta con su propio sistema de control encargado de inicializar la turbina y mantenerla en operación bajo las condiciones nominales establecidas para el SEP. Se describirá brevemente las características básicas de este elemento y su funcionamiento.

- **Turbinas de Vapor:**

Este tipo de turbina se caracteriza porque es movida por vapor de agua a elevadas presión y temperatura. El principio es básico, la energía contenida en el vapor de agua debido a su alta presión y temperatura es convertida en energía cinética de rotación en la turbina y transmitida a

la máquina síncrona a través de un eje. El proceso se inicia cuando el vapor de agua, proveniente de una caldera, entra a la turbina, allí se expande perdiendo presión y aumentando su energía cinética, el flujo de vapor es dirigido a las cuchillas o álabes de la turbina ejerciendo sobre ellos una fuerza tangencial que genera un torque haciendo girar el eje de la turbina conectado a la máquina síncrona. Dado que a medida que el vapor pasa axialmente a lo largo del eje de la turbina reduce su presión aumentando su volumen, la longitud de los álabes debe aumentar para adaptarse a este cambio, el ciclo de vapor se compone de varias etapas cada una de ellas conectada en paralelo sobre un eje común. La división del ciclo en varias etapas permite que el vapor de agua sea recalentado para aumentar su entalpía y mejorar la eficiencia global del mismo.

En la figura se muestra un ciclo de vapor de tres etapas: la primera de ellas (HP) es de alta presión, la segunda de ellas recibe el vapor luego de que es recalentado y es denominada turbina de presión intermedia (IP) y finalmente pasa a una turbina de baja presión (LP).

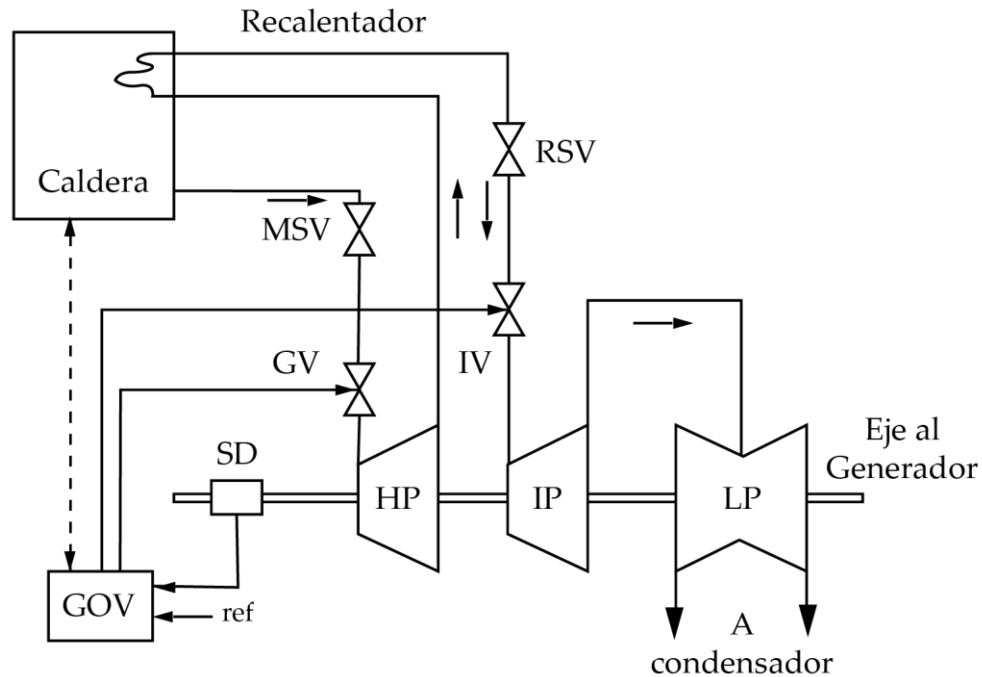


Fig. 1-5. Esquema de Funcionamiento de una Planta con Turbinas a Vapor.

- **Turbinas a Gas:**

El principio de funcionamiento de una turbina a gas es esencialmente el mismo del de una turbina a vapor, no obstante, en aquella, el fluido de trabajo es el aire comprimido y se aprovechan los gases calientes residuales en la turbina, haciendo innecesaria una etapa intermedia. La fuente primaria de energía es gas o fuel oil el cual se lleva a la cámara de combustión (CH) y se quema en presencia de aire comprimido suministrado por un compresor (C), el aire caliente y comprimido mezclado con los gases de la combustión se lleva a la turbina donde se opera un proceso idéntico al experimentado en una turbina a vapor. Los

gases de escape de la turbina, aún calientes, se llevan a un intercambiador de calor donde su función es elevar la temperatura del aire comprimido proveniente del compresor. Este tipo de sistema es el más utilizado en sistemas de generación a partir de turbinas a gas y recibe el nombre de ciclo regenerativo, el cual muestra una eficiencia aproximada del 35%.

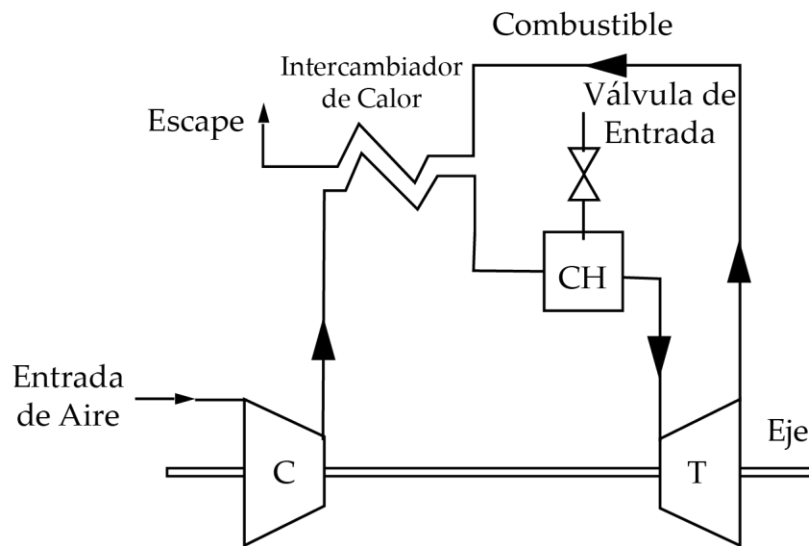


Fig. 1-6. Ciclo Regenerativo Abierto con Turbina a Gas.

- **Turbinas Hidráulicas:** En Colombia la generación de energía eléctrica se hace fundamentalmente a través del aprovechamiento de la energía potencial gravitacional contenida en grandes masas de agua (65%). Este proceso de conversión de energía exige el uso de turbinas apropiadas al fluido de trabajo que esta vez es el agua: turbinas hidráulicas. Existen diferentes tipos de turbinas hidráulicas y el uso de

una u otra depende esencialmente del desnivel que se presente en la caída de agua (cabeza). Para grandes caídas se hace uso de las turbinas Pelton, turbinas Francis para medianas caídas y turbinas Kaplan para caídas pequeñas.

En las turbinas Pelton se eleva la velocidad del agua a través de un conjunto de boquillas fijas, el agua a elevadísima velocidad impacta con los álabes de la turbina en forma de cazoleta produciendo rotación que se transmite al eje de la turbina. El tamaño del chorro y por lo tanto la potencia del mismo es controlado por una aguja ubicada en el centro de la boquilla y el movimiento de la aguja es dirigido por un controlador, también se controla la dirección del chorro hacia las cazoletas a través de un deflector en caso de reducción de carga repentina.

Las turbinas para media y baja cabeza, Francis y Kaplan, requieren grandes pasos de agua y operan a baja velocidad. En ellas el agua entra en la turbina desde el conducto de admisión o tubería de carga a través de una cámara espiral, pasa a través conducto hacia los álabes móviles en el rodapié. En la salida del conducto el agua fluye a través del área de aspiración hacia en tubo de descarga. Los álabes móviles, con sus ejes paralelos al eje principal permiten el control de la potencia de salida de la turbina.

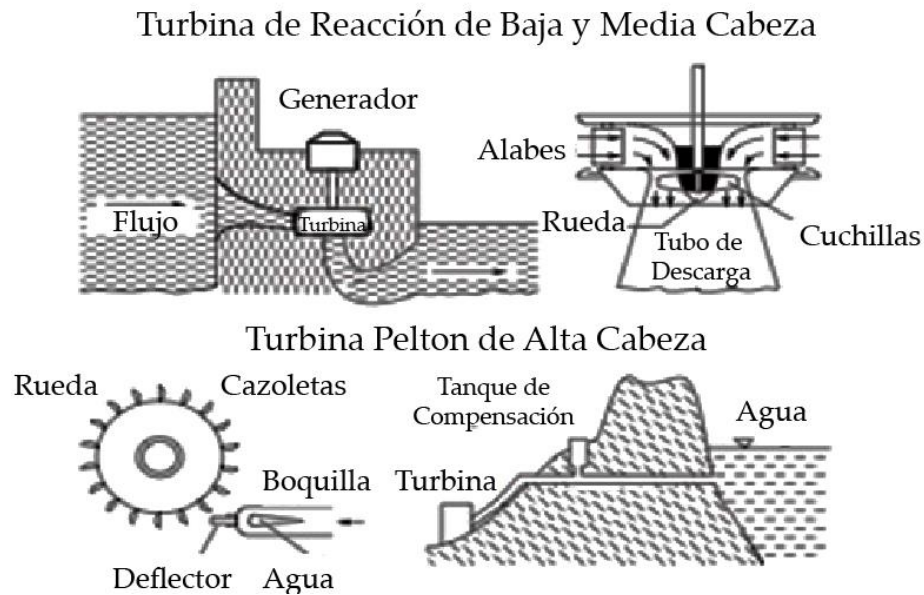


Fig. 1-7. Tipos de Turbinas Hidráulicas.

1.1.3 Subestaciones

Son centros de interconexión en los cuales se produce la transición de los niveles de tensión de transmisión y distribución y se controla el flujo de energía eléctrica. Como centro de conexión, una subestación está conformada por líneas de transmisión, transformadores, equipos accesorios, equipos de control y un sistema general de protección automática. Así, las subestaciones consisten en un número de circuitos de entrada y salida situados en bahías. Estos circuitos de entrada y de salida están conectados a un sistema de barras común y están equipados con un aparato para cambiar las corrientes eléctricas, llevar a cabo mediciones y proteger contra descargas atmosféricas. Cada circuito eléctrico se puede dividir en un circuito primario y un circuito secundario. El circuito primario incluye la línea de transmisión, transformador de potencia,

barras colectoras y transformadores de corriente. El circuito secundario está formado por los elementos de medición en el lado de baja tensión y los circuitos de control de los interruptores y seccionadores, circuitos de protección de tensión, transformadores de corriente y la barra de distribución que constituye el punto de contacto eléctrico para las líneas y transformadores de distribución.

Existen subestaciones de reductoras, subestaciones elevadoras y subestaciones de paso. Las subestaciones elevadoras normalmente se encuentran cercanas a las centrales de generación. Estas toman los niveles bajos de tensión y los elevan hasta 115 kV , 220 kV o 500 kV para transmisión dado que normalmente la generación se efectúa a niveles de tensión por debajo de los 20 kV. Las subestaciones de reducción toman los niveles de tensión del sistema de transmisión y los lleva a niveles que puedan ser usados por las operadoras de red en los grandes centros de consumo. En cuanto a los sistemas de protección con que cuenta una subestación se puede decir que estos están ubicados en las zonas denominadas bahías donde convergen toda serie de líneas de transmisión. El funcionamiento de los dispositivos de maniobra y de medida depende en gran medida de la existencia de transformadores de corriente y de tensión denominados transformadores de instrumentación. Dentro de las subestaciones también se encuentran los equipos que transmiten las señales de control como sistemas Supervisión Control y Adquisición de Datos (SCADA) así como sistemas de Medición Fasorial (PMU).

1.1.4 Red de Transmisión y Distribución

La red de transmisión y de distribución es la parte de un SEP que conecta los centros de generación de energía con los centros de consumo. Los elementos básicos de la red son las líneas de alta tensión, la líneas subterráneas, elementos de transformación, elementos auxiliares conectados en serie y paralelo para la compensación de reactivos, así como elementos de medición y equipos de protección.

- **Redes Eléctricas Aéreas y Subterráneas:**

Generalmente las líneas aéreas se utilizan para transmitir energía eléctrica en alta tensión, mientras que los sistemas de cables subterráneos sólo se utilizan en las redes de baja y media tensión de distribución urbana. Debido a su alto costo y los problemas técnicos asociados a la corriente de carga capacitiva, de alta tensión en los cables subterráneos, este tipo de red se puede utilizar solamente en circunstancias especiales tales como en áreas urbanas densamente pobladas o áreas de mayor preocupación ambiental. En Colombia las redes eléctricas tienen estructuras constructivas que dependen del nivel de tensión. Existen niveles de tensión para transmisión de energía eléctrica en grandes distancias y niveles de tensión para distribución local o transmisión de grandes paquetes de energía en zonas concentradas. Los niveles de tensión de 500 kV, 220 kV, y 115 kV son usados para la transmisión de grandes paquetes de energía. Por otro lado, el sistema de distribución usa fundamentalmente niveles desde

13.2 kV hasta 60 kV. Ahora, en algunas regiones se emplea el nivel de 110 kV para efectuar distribución y en otros lugares con cargas menos densas en la periferia del país se emplea el mismo nivel como nivel de transmisión.

Siempre que la corriente fluye a través de cualquier elemento de red se presentan pérdidas de energía puesto que la potencia es proporcional al cuadrado de la corriente. Los elevados niveles de tensión se usan fundamentalmente para reducir las pérdidas de energía en el proceso de transmisión. La siguiente gráfica muestra que en el caso en el que se requiere alimentar el mismo valor de potencia eléctrica mediante el uso de un conductor con cierto valor fijo de resistencia, se presenta una disminución drástica del valor de corriente cuando se eleva la tensión. así mismo, se muestra que para un valor de tensión menor las pérdidas en forma de calor son mayores.

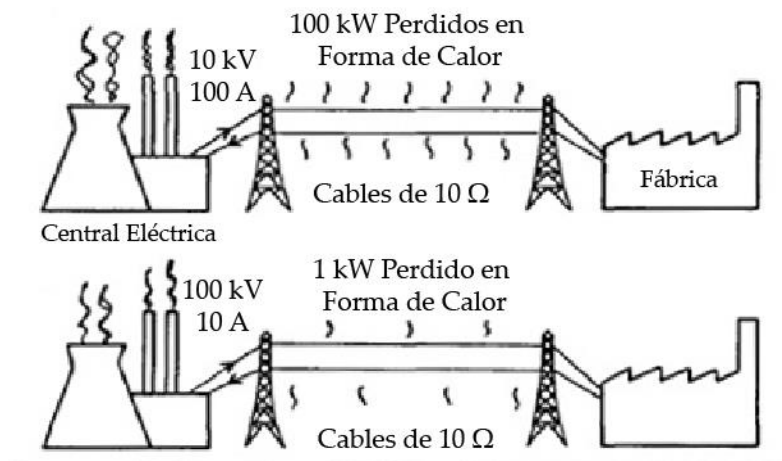


Fig. 1-8. Relación Tensión de Transmisión-Pérdidas de Energía

1.1.5 Transformadores

Son máquinas eléctricas estáticas necesarias para enlazar partes de los sistemas de potencia que funcionan a diferentes niveles de tensión, dando la posibilidad de que el SEP opere a elevadas tensiones con el propósito de reducir pérdidas de energía. De igual forma, los transformadores permiten mejorar la regulación de tensión y garantizan un funcionamiento adecuado y eficiente del SEP en general.

Los transformadores hacen uso del principio de inducción electromagnética y a través del uso de tensiones variables en el tiempo permiten la transmisión de energía a través del campo electromagnético. Este proceso de transferencia de energía es aprovechado para elevar o disminuir los niveles de tensión y en general se confina a estructuras cerradas que garanticen la durabilidad de la partes activas que intervienen en el proceso. Estas estructuras hacen uso de refrigerantes gaseosos (gas SF₆) o líquidos como el aceite dieléctrico con el propósito de amortiguar las elevadas temperaturas que se presentan por efecto Joule.

Los transformadores se utilizan en todos los niveles de tensión. Se encuentran conectados a los grandes centros de generación con el propósito de elevar los niveles de tensión para transmisión pero también en subestaciones cercanas a los centros de consumo para reducir los niveles de tensión y hacerlos aptos para ser utilizados en la industria de forma domiciliaria.

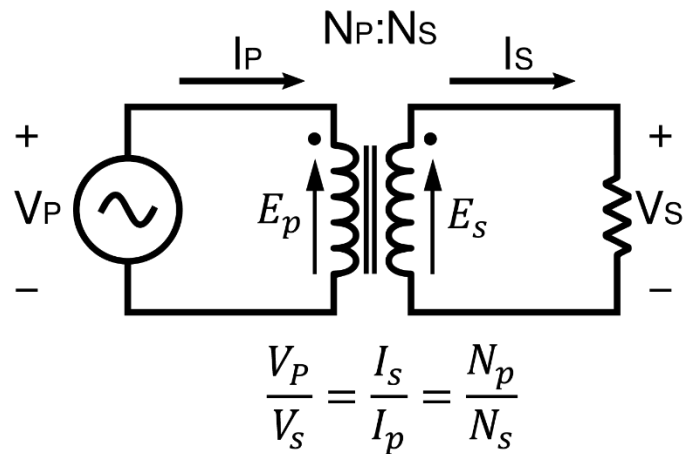


Fig. 1-9. Diagrama Circuital de un Transformador.

1.1.6 Elementos Pasivos en Paralelo y Elementos Pasivos en Serie

Dentro de la red existen elementos que no son de estado sólido usados para mejorar el desempeño de los sistemas eléctricos, algunos de estos se conectan en serie y otros de ellos se conectan en paralelo. Este tipo de dispositivos fueron usados mucho antes que surgieran los desarrollos de la electrónica de potencia:

- **Elementos en Paralelo:**

Los elementos pasivos de mayor uso en paralelo son en su orden los inyectores o consumidores de reactivos. Para inyectar reactivos se emplean fundamentalmente los bancos de capacitores en paralelo. Estos tienen la posibilidad de inyectar reactivos de manera que logran incrementar los niveles de tensión para cumplir con las restricciones de tensión en los momentos donde la demanda es elevada. La dificultad

mayor en el uso de estos dispositivos es que incrementan y modifican los valores de frecuencias de resonancia de elementos originando nuevos armónicos dentro del sistema y sobretensiones en algunos nodos aunque no estén conectados directamente a ellos. Otra dificultad radica en que solamente inyectan reactivos por determinados paquetes o cantidades prefijadas al momento de la instalación. Usualmente se emplean varias etapas de condensadores para aportar de mejor manera los reactivos necesarios en la tarea de mantener los niveles de tensión que cumplan con las restricciones. Otro de los elementos usados para la compensación en paralelo es el denominado condensador síncrono, este es básicamente una maquina síncrona que funciona como generador con un desfase interno que le permite actuar bien como generador de reactivos o bien como consumidor de los mismos. Este dispositivo tiene mayor versatilidad por cuanto puede entregar y también consumir reactivos sin las restricciones de los condensadores. Así mismo, su presencia en la red no genera armónicos nuevos o nuevas frecuencias de resonancia en el sistema eléctrico.

- **Elementos en Serie:**

Se trata también de condensadores que están conectados en serie con los conductores de la línea de transmisión con el fin de compensar la reactancia inductiva en ella. Tal situación tiende a mejorar la estabilidad electromecánica y de tensión en la línea y las caídas de tensión límite en los nodos de la red reduciendo al mínimo la pérdida de potencia real y

reactiva. Estos dispositivos tienen ciertas dificultades en los momentos en los que se tienen variaciones transitorias de tensión, pues pueden generarse sobretensiones que dañan el dispositivo. Por otra parte, una alta compensación aumenta la complejidad de los equipos de protección y aumenta la probabilidad de resonancia subsincrónica en el sistema.

1.1.7 Dispositivos FACTS

El nombre de estos dispositivos viene de la sigla en inglés Flexible AC Transmission Systems y se refiere a dispositivos desarrollados con tecnologías de estado sólido usados para mejorar el desempeño de los sistemas eléctricos. Su existencia ha llevado la operación de los sistemas eléctricos a otro nivel en el que es posible exigir más a la infraestructura del sistema como líneas, transformadores y generadores. La existencia de estos dispositivos se ha dado gracias a la posibilidad ofrecida por el desarrollo de los tiristores, que han permitido la construcción de compuertas que son capaces de trabajar a elevados niveles de tensión, permitiendo incorporar la lógica de la electrónica en los sistemas eléctricos de potencia. Una ventaja fundamental de los dispositivos es que pueden ser operados y controlados basados en una lógica electrónica altamente desarrollada por lo cual ofrecen la posibilidad de accionamiento y respuestas rápidas. La desventaja del uso de estos dispositivos es que agregan modelos y dinámicas no lineales al ya de suyo altamente no lineal modelo de un SEP.

- **Compensador VAR Estático o SVC:**

Este dispositivo es usado para inyectar o consumir reactivos del sistema

eléctrico y se basa en una combinación entre dispositivos de estado sólido y elementos pasivos básicos de los sistemas eléctricos. Opera llevando a cabo conexión y desconexión de los elementos pasivos inductivos y capacitivos de manera rápida, con el propósito de controlar la cantidad de vares entregada o absorbida por la red. Estos dispositivos están conformados por tiristores que conmutan con gran velocidad, a tal punto que lo pueden hacer muchas veces durante un ciclo de la señal inyectando o consumiendo reactivos.

- **Compensadores Estáticos (STATCOM):**

El nombre de este dispositivo es obtenido del inglés Static Compensator o Static VAR Generator. El dispositivo que se conecta en paralelo y normalmente se vincula a las subestaciones equipadas con los elementos necesarios para efectuar la medición y el control, puede tanto absorber como de entregar reactivos al sistema de potencia mediante la variación de tensión en sus terminales y con la consecuente modificación de la corriente inyectada en el nodo de los mismos. A diferencia de los SVC, que son pasivos, los STATCOM tienen un lado DC, cuyo control se efectúa mediante pulsos (PWM). El dispositivo se conecta a la red mediante un transformador de tensión que permite entregar la corriente requerida. Esta posibilidad de conectar el lado DC con el lado AC por medio del transformador se debe a que el PWM le da variabilidad. El control empleado sobre el pulso PWM, que regula la conexión o desconexión del condensador del lado DC, es del tipo AVR. El STATCOM es programado con una tensión de referencia que inyecta

reactivos si la tensión disminuye y consume reactivos si la tensión aumenta.

- **Compensadores Serie:**

Con el desarrollo de la electrónica de potencia y la versatilidad alcanzada por los sistemas de control utilizados, este tipo de dispositivo ha venido siendo desplazado por los SVC y los STATCOM. Básicamente la compensación serie se efectúa mediante el uso de un transformador en serie cuyo lado de baja tensión conecta los tiristores y el capacitor. Se miden permanentemente la señales de tensión y de corriente, se obtiene una medida de la impedancia de la red y de esta forma logra controlar la impedancia equivalente de la línea. Ahora, al igual que los SVC y STATCOM, estos dispositivos actúan controlados por los tiristores y equipos de control. De esta forma y mediante la alternancia de la conexión y desconexión del capacitor en baja, se logra modificar la impedancia total de la línea, permitiendo así controlar el flujo de potencia.

1.1.8 Sistemas de Protección

Ninguno de los elementos del SEP es totalmente fiable y está sometido a falla por efectos internos o externos. Si el elemento sometido a falla o daño no es desconectado de forma inmediata puede dañarse de manera definitiva e incidir negativamente en el funcionamiento de otros elementos y del sistema eléctrico en su totalidad poniendo en peligro la continuidad en el suministro de energía a los consumidores. Bajo esta circunstancia, el SEP requiere de un equipo de

protección que detecte un fallo y desconecte de forma inmediata el elemento defectuoso. Por lo general, estos fallos están representados por sobre corrientes, sobretensiones o cambios en las tensiones que producen niveles desequilibrados de tensión. Para resolver el problema de las sobretensiones existen dispositivos que pueden actuar localmente sobre todo cuando las sobretensiones mencionadas pueden causar arcos eléctricos o romper el dieléctrico y dañar severamente equipos de medición o de regulación. Ahora, el problema se torna más complejo frente a circulaciones de corrientes, de tal forma que una corriente enorme puede representar bien un cortocircuito con una impedancia muy grande o puede representar un aumento enorme de la demanda. Así mismo, para aislar la falla todas las protecciones no pueden operar al tiempo, esto implica cierto grado de selectividad en el accionamiento de las mismas. La selectividad permite que se aisle solamente la zona de la falla y no el conjunto de zonas adyacentes a la falla. Lo anterior es denominado coordinación de protecciones y cada dispositivo se programa de manera que operen instantáneamente frente a ciertos valores grandes de corriente pero que haya selectividad para actuar frente a corrientes de menores valores. El equipo de protección del sistema de energía consiste de transformadores de corriente y/o tensión, relés, circuitos secundarios que suministran los relés y el control de los interruptores automáticos y fuentes de alimentación para los relés auxiliares. Ahora bien, cada tipo o conjunto de elementos requiere una protección especial, estas tienen diferentes características y juegan un papel importante porque evitan que se violen los límites térmicos de los equipos, redes y dispositivos.

- **Protección de las Líneas de Distribución y de Transmisión:**

Este tipo de protecciones pueden ser: protecciones de sobrecorriente, protecciones de distancia y reconectadores. El primero de ellos se usa fundamentalmente para proteger de la violación del límite térmico de las líneas de transmisión o distribución. La violación de tal límite térmico puede ocasionar el deterioro instantáneo de la línea o circuito protegido. En sistemas de distribución se utilizan desde las conocidas cañuelas (fusibles simples), pasando por los disyuntores accionados automáticamente o elementos de protección similares. Ya en niveles más elevados de tensión se emplean las protecciones de distancia, que calculan las impedancias vistas desde el sitio en donde están ubicadas las protecciones de manera que se puede determinar una distancia aproximada de la falla para efectos de corregir la causa generadora de la misma con mayor precisión.

- **Protección de las Líneas Unidades de Generación:**

Las unidades de generación requieren varios tipos de protección. Uno de ellos tiene que ver con la protección de los devanados, otro tiene que ver con la protección de las partes mecánicas y otro más con el propósito de garantizar un adecuado funcionamiento de los distintos devanados de forma diferencial. Con respecto a la protección de los devanados es usualmente utilizada la protección de sobre corriente, ésta es un recurso

que actúa en última instancia para evitar la violación de límites térmicos y aunque un disparo de tales proporciones es poco frecuente, debe ejecutarse dado que es un equipo de alta complejidad e indispensable en el proceso.

Por otro lado, cuando se presentan vibraciones, cambios de torques y otros elementos que pueden afectar las turbinas o el eje de conexión y de hecho afectar mecánicamente las máquinas generadoras, actúan protecciones de tipo mecánico que buscan desviar la fuerza de los fluidos que pueden estar generando la falla. Así mismo, existen guardas que se emplean para disminuir el deterioro debido a problemas constantes de vibración, problemas en rodamientos y problemas de desgaste en materiales.

Finalmente, se emplean protecciones diferenciales en los casos en los que los niveles de tensión son exageradamente diferentes. Aquí, se procura que la reacción de la protección evite sobreesfuerzos en los devanados y se busca mantener el adecuado suministro de la energía aguas abajo del generador.

1.2 Conceptos Generales de Estabilidad en Sistemas Eléctricos

La literatura especializada define la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia como la propiedad de mantener tal sistema en un estado de equilibrio operacional bajo condiciones normales y de recuperar con rapidez tal estado de equilibrio después de haber experimentado alguna perturbación.

Considerando que los sistemas eléctricos son dinámicos, es decir, están sometidos a constantes cambios debido a maniobras en la red: ingreso o salida de fuentes de generación, aumento o disminución de carga y también a cambios medioambientales, la estabilidad de un SEP se vuelve definitiva en tanto que la calidad del mismo se mide en términos de la confiabilidad del sistema para brindar un suministro de energía sin interrupción y dentro de unos rangos de operación estables.

En general los SEP están sometidos a pequeñas perturbaciones debido a variaciones en la demanda, las cuales son resueltas a través de estrategias y esquemas de control adecuadamente diseñados que operan en el sistema. No obstante, cualquier sistema eléctrico debe estar preparado para mantener su estado de operación estable ante grandes perturbaciones tales como fallas en las líneas, en las máquinas generadoras, en subestaciones, etc., manteniendo la integridad operativa del mismo. Así entonces, el sistema debe estar posibilitado para el aislamiento de los elementos que fallaron o de las áreas en que se produjo la falla de tal forma que se garantice la continuidad operativa de la mayor parte del sistema. Por esta razón se han diseñado estrategias que permiten dividir el sistema en dos o más islas que posibilitan preservar la operación de la mayor parte del sistema ante fallas severas.

Como el número de variables que intervienen en la operación SEP es bastante considerable toda vez que los componentes del sistema son múltiples y en sí mismos complejos, la estabilidad se plantea en términos del alcance del equilibrio entre dos variables fundamentales que se oponen: oferta y demanda. Ahora bien, en los casos en los cuales una variable de estas cambia

drásticamente o se dan variaciones considerables en la topología del sistema, el equilibrio entre estas variables se torna crítico y la inestabilidad se hace latente, haciendo el análisis del problema de estabilidad definitivo en los SEP. El problema es bastante complejo puesto que exige tiempo de análisis, la consideración de especificidades en los casos de inestabilidad, la complejidad de los modelos matemáticos necesarios, la consideración de las aproximaciones que se deben hacer, etc., tal situación hace que sea necesaria una clasificación de los problemas de estabilidad de tal manera que se pueda escoger el procedimiento de análisis preciso y hacer uso de la matemática y las herramientas de simulación adecuadas. Así entonces, la literatura especializada clasifica los problemas de estabilidad en SEP de la siguiente manera:

- Naturaleza de la Inestabilidad
 - Estabilidad en el Ángulo del Rotor
 - Estabilidad de la Tensión
 - Estabilidad de la Frecuencia
- Magnitud de la Perturbación
 - Pequeña Perturbación
 - Gran Perturbación
- Duración de la Perturbación
 - Período Corto
 - Período largo

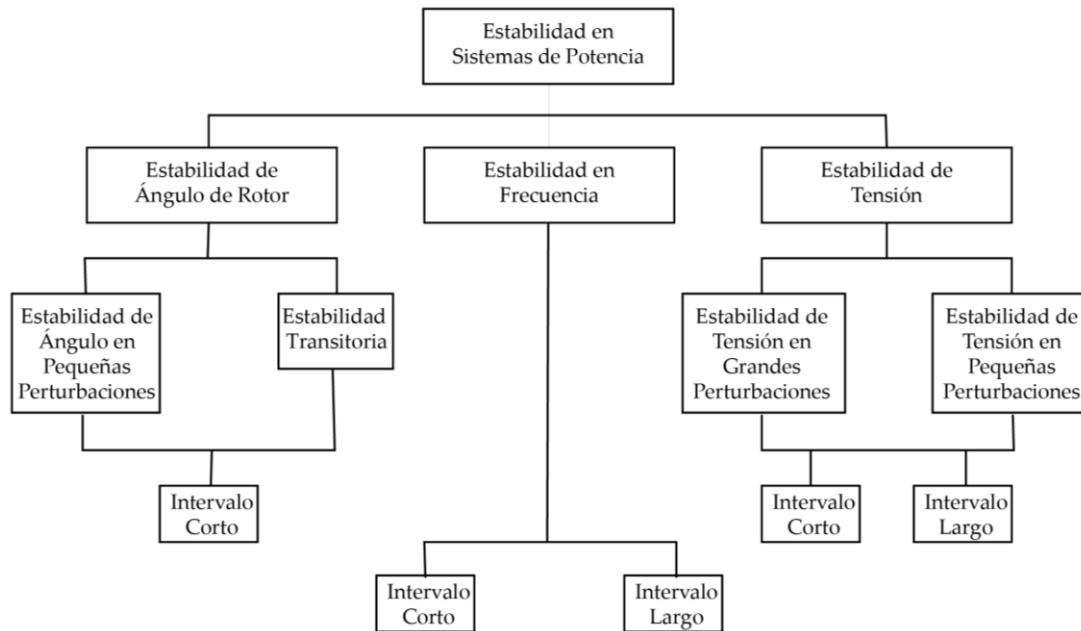


Fig. 1-10. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.

1.3 Estabilidad del Ángulo de Rotor

Se ha mencionado que en el análisis de estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia ha sido necesaria la clasificación de diferentes problemas de estabilidad, dentro de aquella aparece la estabilidad relacionada con el ángulo del rotor. Este tipo de estabilidad está estrechamente ligada, tal y como lo muestra la Fig. 1-10, a pequeñas perturbaciones del sistema y a la estabilidad transitoria del mismo. Esencialmente la estabilidad del ángulo de rotor hace referencia a la capacidad, dentro del sistema, de que todas las máquinas generadoras conectadas a él mantengan el sincronismo. Este sincronismo se refiere al hecho de que las tensiones y corrientes en todas las máquinas interconectadas deben tener la misma frecuencia y dado que ésta está ligada a

la velocidad del rotor, todos los rotores de estas máquinas deben exhibir sincronismo.

Ahora bien, de acuerdo con el principio de funcionamiento de la máquina síncrona, la interacción en ella de los campos electromagnéticos del rotor y del estator y su tendencia a alinearse producen un torque electromecánico. Este torque (o potencia) de salida de la máquina síncrona varía solamente con el incremento o decremento del torque mecánico transmitido por la turbina. Así, un incremento del torque mecánico produce avance del rotor a una nueva posición relativa respecto del campo magnético giratorio del estator y de forma contraria el decremento provocará retraso y aunque existe una separación angular entre el campo del rotor y el campo giratorio del estator, la operación de estado estable de un SEP exige que las velocidades de estos campos sean las mismas, es decir, en condiciones de estabilidad existe un equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque eléctrico de salida para cada máquina, con lo cual se mantiene la velocidad constante. Se trata entonces de que ante una eventual perturbación tal equilibrio se ve alterado puesto que los rotores de las máquinas se ven sometidos a desaceleración o a aceleración y con ello a disminución o aumento en la separación angular lo cual, más allá de cierto límite, provoca reducción en la transferencia de energía. Bajo estas consideraciones toma relevante importancia para la estabilidad del sistema de potencia la relación descrita entre la variación de potencia y las posiciones angulares de los rotores de las máquinas generadoras, relación esta que es altamente no lineal. Para ilustrar esta situación, considérese el modelo idealizado de un sistema de potencia simple en el cual hay una máquina

generadora en el nodo de envío y un motor en el nodo de recepción conectados a través de una línea de transmisión para la cual su resistencia y reactancia capacitiva se consideran despreciables. De acuerdo con lo que se ha mencionado, la potencia transferida desde el nodo de envío al de recepción es una función de la separación angular entre los rotores de ambas máquinas, tal separación angular está determinada por: el ángulo del generador δ_G , la diferencia angular entre las tensiones en el nodo de envío y el nodo de recepción δ_L y el ángulo del motor δ_M , es decir:

$$\delta = \delta_G + \delta_L + \delta_M$$

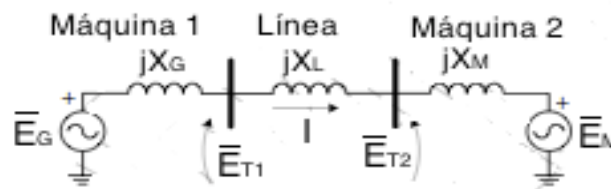


Fig. 1-11. Modelo Idealizado de un Sistema de Potencia Simple de Dos Nodos

El siguiente diagrama fasorial ilustra las relaciones de tensión del generador y del motor en el sistema de potencia mostrado:

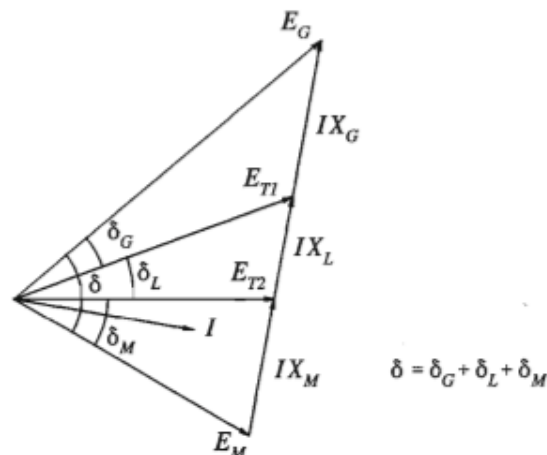


Fig. 1-12. Diagrama Fasorial de un Sistema de Potencia Simple de Dos Nodos.

2

Comunicaciones en los Sistemas Eléctricos de Potencia

2.1 Descripción de la Infraestructura de Medición en Sistemas de Potencia

Ya se ha mencionado acerca de la relevante importancia que tiene la estabilidad en el adecuado funcionamiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia, se ha planteado igualmente que este trabajo se centra en el tratamiento particular del problema a través de un modelo no lineal, considerando condiciones reales de operación y la descripción y análisis de los retardos a los que están sujetas las señales de control. En este sentido resulta claro que el manejo y control de las perturbaciones que afectan la estabilidad del sistema exige que se cuente con una adecuada y óptima infraestructura de registro de sus condiciones de operación, que permita su evaluación y la

ejecución de acciones de control.

Con el desarrollo y auge de la electrónica de potencia, el uso de dispositivos FACTS se convirtió en la principal herramienta para el control de las variables principales que inciden de forma directa en la estabilidad de los SEP: flujos de carga, niveles de carga seguros, oscilaciones en los sistemas, etc. Así entonces, la posibilidad de controlar las variables que generan inestabilidad se centró en la ubicación adecuada de los dispositivos FACTS. Lo anterior dio cabida al uso de técnicas de optimización como parte fundamental en el proceso de la ubicación óptima de estos dispositivos, lo cual condujo a que aquellos se usaran fundamentalmente en subestaciones de media y alta tensión. De igual manera, tales técnicas también sirvieron para determinar en qué tipo y en cuántos generadores era conveniente instalar PSS. Estas estrategias resultaron bastantes provechosas en el control de oscilaciones inter-área, pues las mitigaba y permitía mantener la sincronía de los generadores y la estabilidad necesaria en el sistema. No obstante, estos sistemas de control hacían uso de las señales locales de cada núcleo de generación y de las frecuencias en los sitios donde eran ubicados los dispositivos.

De manera posterior, otros autores empezaron a sugerir la necesidad de la implementación de sistemas de control que usaran señales remotas. De acuerdo con los resultados de estos investigadores, los controles que utilizan señales remotas podrían mejorar enormemente el desempeño de los amortiguadores y sincronizadores en el caso de presentarse oscilaciones en grandes sistemas de potencia. Ahora, dado que se contaba con sistemas SCADA y se contaba con algunos sistemas de medición remota, fue posible así

llamar la atención sobre la necesidad de profundizar los desarrollos en medición remota o sistemas de medición de área amplia.

Las primeras experiencias sobre medición y monitoreo de área amplia sentaron las bases para el desarrollo de esquemas de este tipo de medición y de monitoreo. Una de las primeras empresas en incursionar y profundizar en el en el desarrollo de dispositivos de medición para sistemas de potencia de gran tamaño fue Hydroquebec. Tales desarrollos condujeron a proponer el uso de sistemas de medición basados en sincrofasores. Estos esquemas de medición remota devinieron en el desarrollo de los sistemas de medición remota denominados PMU, que junto con adecuados sistemas de comunicación dieron la forma a los denominados sistemas de medición remota en áreas extendidas.

Se encontró entonces que las medidas obtenidas con los sistemas de medición basados en PMU eran superiores a las tomadas por los sistemas SCADA. La siguiente figura muestra con alguna claridad que los sistemas SCADA tienen una dinámica que no alcanza la plena observación del fenómeno de inestabilidad y de las oscilaciones de señal originadas. De la misma forma se evidencia que las señales que toma el sistema SCADA son muy lentas (cada 4 a 6 segundos o más) mientras que las señales del esquema basado en PMU ofrecen una observación del fenómeno casi en tiempo real.

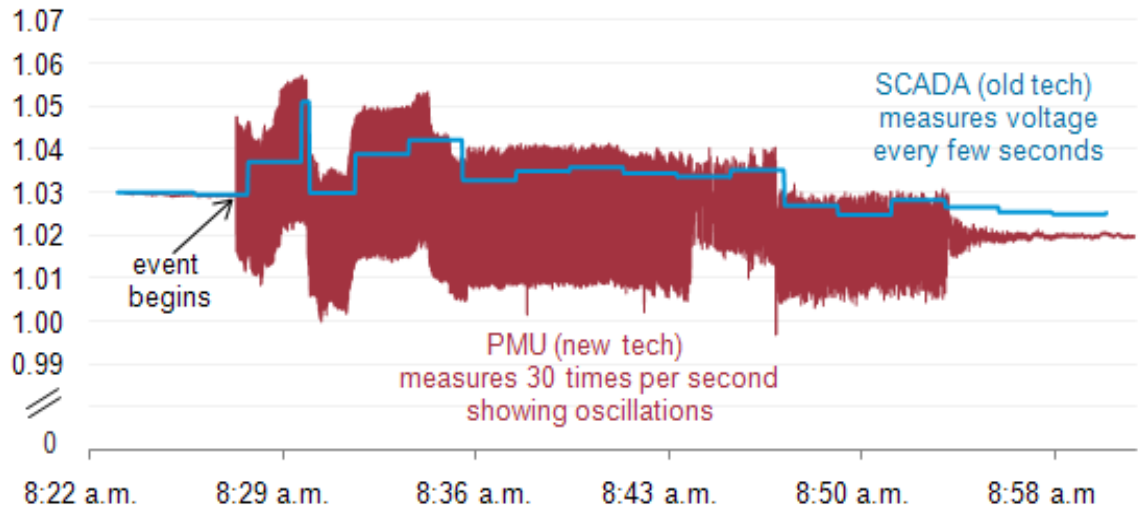


Fig. 2-1. Comparación entre las Señales Entregadas por un Sistema SCADA y uno Basado en PMU. Tomado de www.eia.gov.

- **Sistemas de Medición PMU:**

Los sistemas de medición basados en PMU se componen fundamentalmente de equipos de medición que adquieren las señales, sumados a una estampa de tiempo que se agrega a la medida para permitir efectuar una comparación de estas señales. Los valores resultantes pueden ser: o bien unas señales en el tiempo perfectamente descritas en el proceso de adquisición o en el centro de control, o bien fasores que informan de las características de las señales medidas.

El medidor fasorial (PMU) actúa como una unidad remota de medición que es capaz de enviar las medidas de forma sincronizada mediante la estampa de tiempo. El funcionamiento básico se ilustra en la figura siguiente:

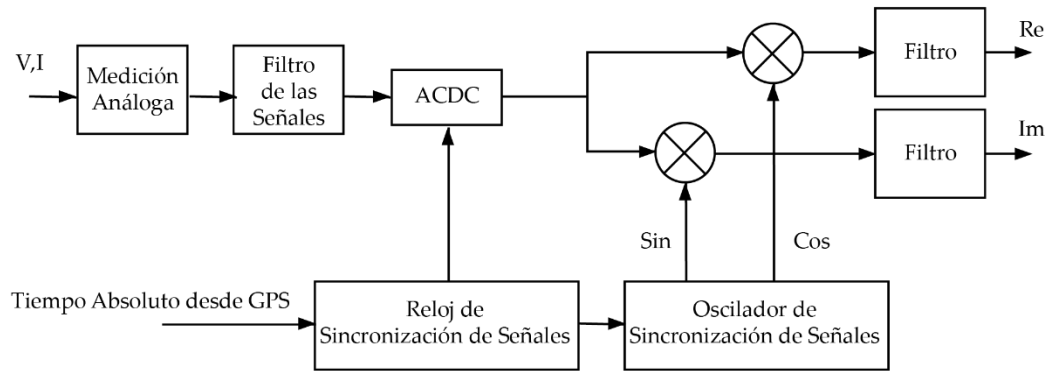


Fig. 2-2. Diagrama de Bloques del Esquema de Control PMU

Las PMU's son construidas por diferentes fabricantes y tal dispositivo cuenta con elementos de recepción de señales y así mismo elementos para el envío de señales mediante canales como fibra óptica y satelital, entre otros. Las PMU's como producto terminado tienen la apariencia que se muestra:



Fig. 2-3. Dispositivo PMU.

Una vez que el dispositivo es vinculado al sistema eléctrico de potencia,

se empieza a conformar el sistema de medición basado en PMU. Estos elementos de medición son instalados normalmente en las subestaciones y utilizan mediciones de tensión y de corriente a través de los transformadores de potencial y los transformadores de corriente. Este esquema básico de medición y estampa de tiempo lo constituyen las PMU, los equipos de medición y el reloj basado con el tiempo absoluto entregado por el GPS así como se muestra en las siguientes figuras:

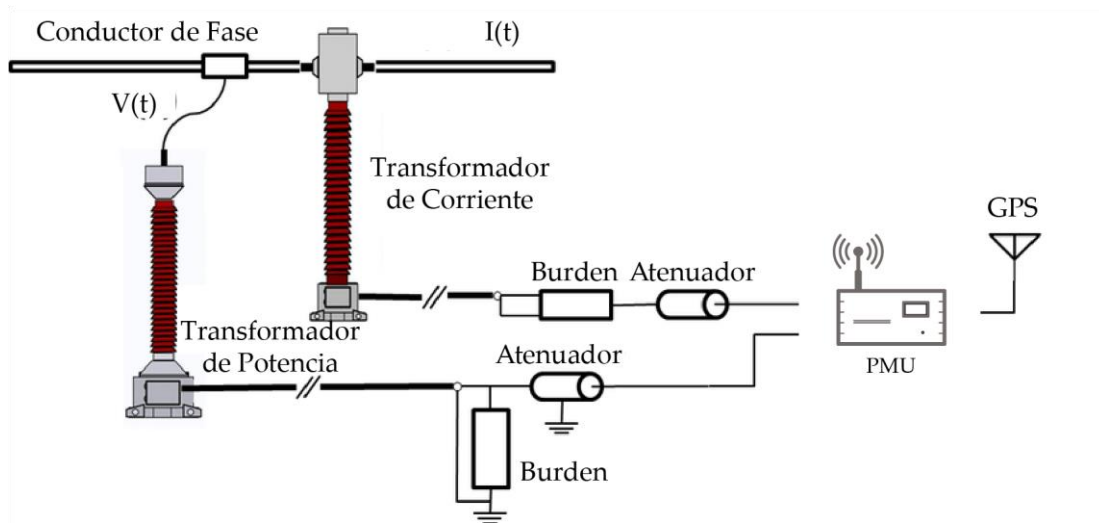


Fig. 2-4. Instalación de los Dispositivos PMU.

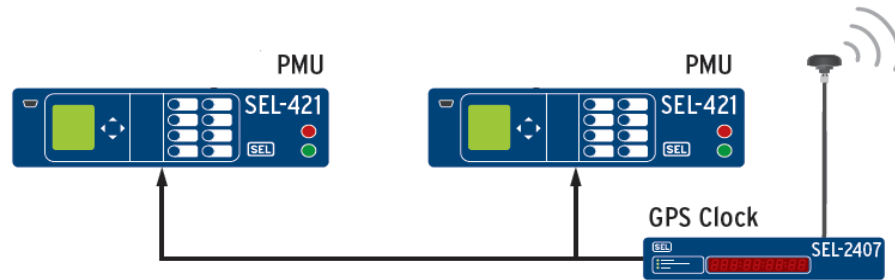


Fig. 2-5. Funcionamiento de Sistemas PMU. Tomado de www.sielec.com.

Ahora bien, cada dispositivo PMU toma lecturas que permiten construir los fasores o señales fasoriales del sistema. Lo anterior implica que cada unidad PMU debe ajustarse de manera que, de acuerdo con la frecuencia de funcionamiento del sistema de potencia en el que se encuentre, los GPS estén permanentemente monitoreando los valores de las señales de tensión y de corriente (con las que se pueden obtener las potencias) para así establecer los valores de los fasores.

Entonces, la medición fasorial a la que se hace referencia se fundamenta en el concepto básico de fasor, es decir, un vector geométrico en el plano imaginario que rota con una determinada velocidad angular y a través del cual se puede representar una señal de tipo sinusoidal especificando claramente magnitud y la fase.

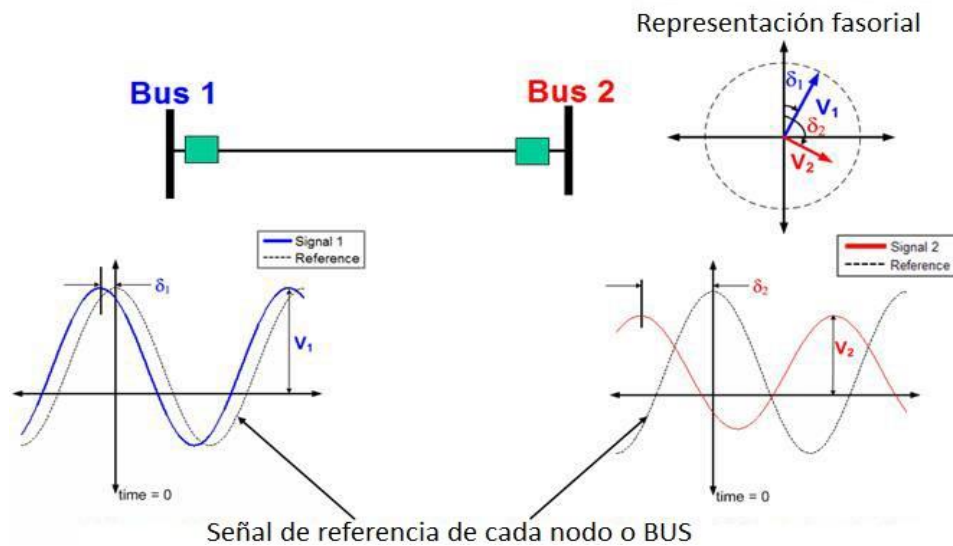


Fig. 2-6. Representación Fasorial de Señal Sinusoidal. Tomado de www.sielec.com

El esquema anterior permite obtener una representación fasorial de cada uno de los elementos de un sistema. Esto es, cada nodo puede entregar una señal de corriente y de tensión a un sistema concentrador. Lo valioso de la representación fasorial es que adicional a que puede muestrear a mayor velocidad, también puede entregar la medición precisa de los desfases de cada una de las señales. Lo anterior permite mejorar la observabilidad sobre el sistema que se está monitoreando. Es decir, se tienen ya de forma clara los valores verdaderos de tensión, de corriente, así como sus respectivos desfases. Esto implica que es posible conocer de mejor manera los flujos de potencia en tiempo real y esto sumado a la posibilidad de muestreo rápido permite actuar sobre el sistema de potencia para mitigar los problemas de estabilidad transitoria.

Una vez instalados y en funcionamiento los sistemas de medición, los datos no se envían directamente a la subestación sino que estas lecturas empiezan a ser colectadas por medio de dispositivos denominados Concentradores de Datos Fasoriales o Phasor Concentrator Data (PDC). Estos concentradores algunas veces efectúan el análisis de las señales que se colectan y de esta forma se obtiene la suficiente información para efectuar las tareas básicas y respectivas sobre dispositivos accionadores o de control. La figura siguiente ilustra diferentes dispositivos PMU instalados sobre un sistema de potencia y concentrados en un PDC.

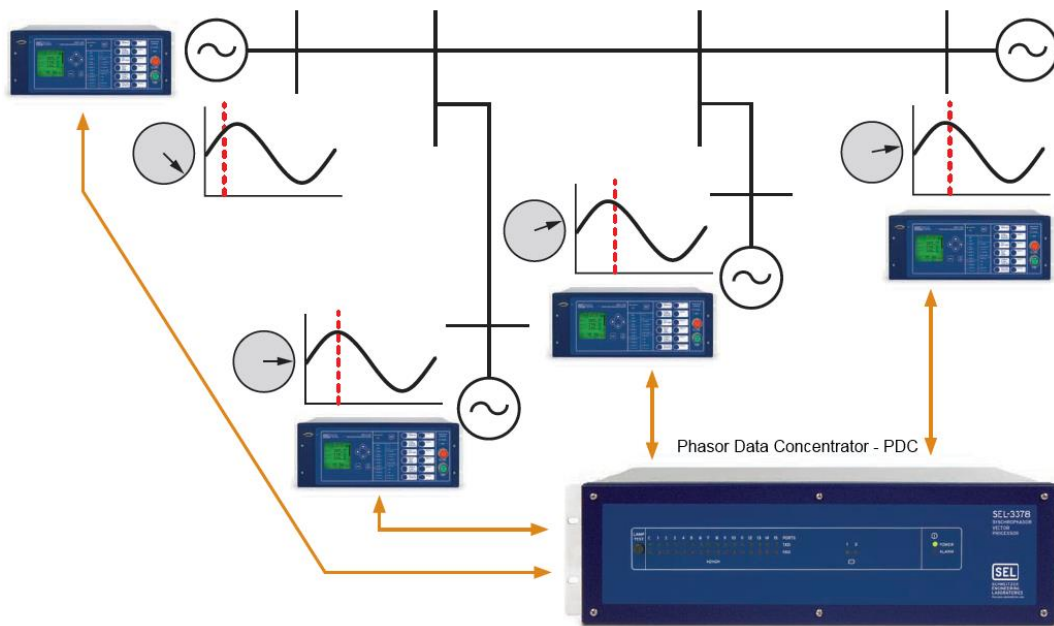


Fig. 2-7. Fasores y sus Mediciones Colectadas por el PDC. Tomado de www.sielec.com.

Una vez que los concentradores de datos fasoriales toman las señales provenientes de las PMU, es posible obtener un arreglo de datos en el

cual es viable diferenciar claramente el ángulo y la magnitud de cada uno de los fasores. Este trabajo se va efectuando múltiples veces en cada ciclo de forma que las señales obtenidas en el PDC describen el comportamiento del sistema de manera dinámica. De forma gráfica y comparativamente el arreglo de fasores queda como se muestra:

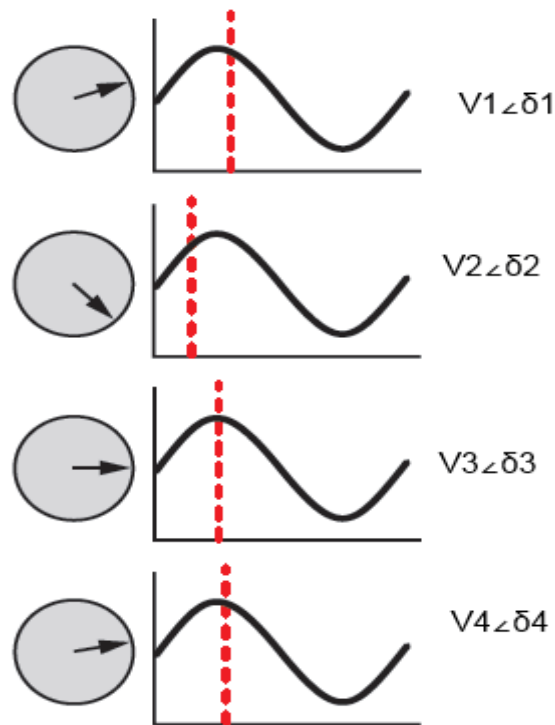


Fig. 2-8. Fasores y sus Mediciones Colectadas por el PDC. Tomado de www.sielec.com.

Lo representado anteriormente es la información que tienen los concentradores. Ahora, cuando el sistema de potencia es de gran tamaño, es necesario que las señales de los PMU pasen por más de un concentrador de datos fasoriales. Es decir, las mediciones obtenidas por la PMU se entregan inicialmente a unos concentradores de datos locales

o PDC locales; después, los concentradores locales envían la información a un concentrador de mayor jerarquía. De esta forma, una vez se tienen los valores de los fasores concentrados en varios PDC se procede a enviar la información al Centro de Control. La siguiente imagen ilustra el esquema de articulación de las estructuras de PMU, PDC y el Centro de Control.

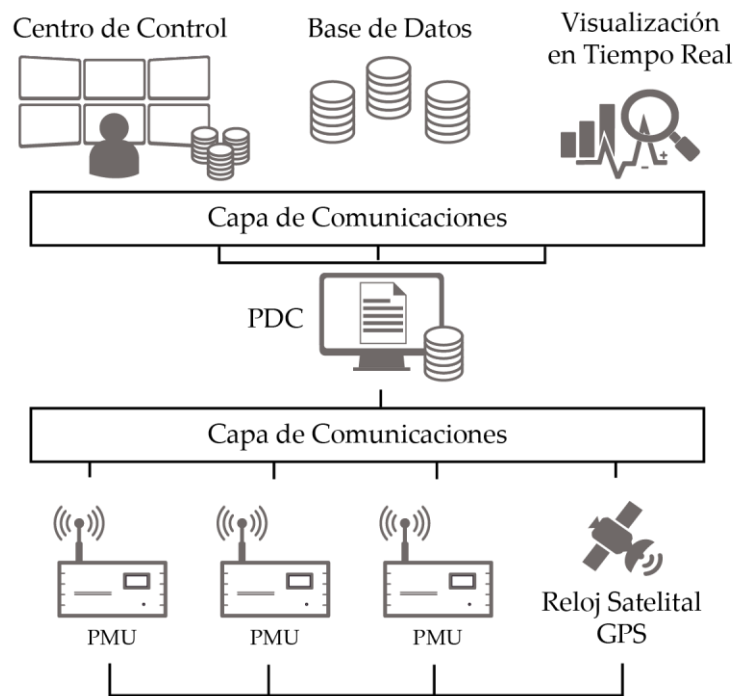


Fig. 2-9. Esquema de Funcionamiento.

Una vez se ha implementado completamente el sistema de medición de área amplia se pueden representar a través de un esquema como el mostrado:

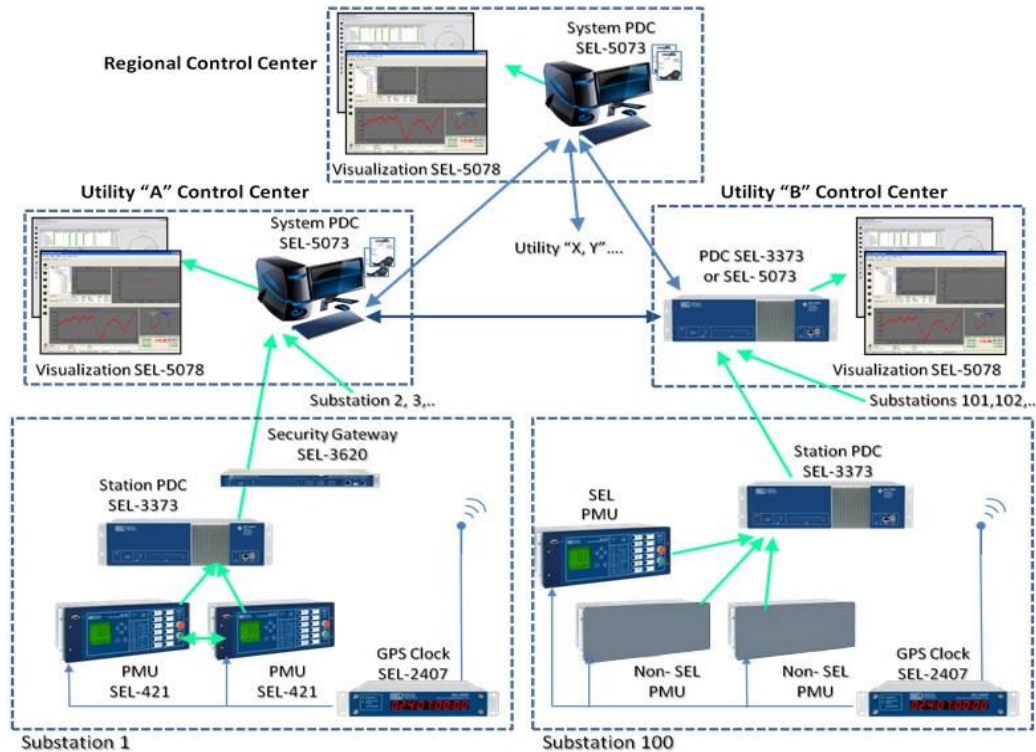


Fig. 2-10. Esquema de Funcionamiento del Sistema de Medición.

En consideración de todo lo descrito con anterioridad, es posible afirmar que hasta aquí se cuenta con un esquema que considera el recorrido de las señales de los sistemas de medición de área amplia y que se basan en PMU. En resumen, las señales medidas sobre el sistema de área amplia se efectúan mediante el uso del esquema WAMS. El esquema así sugerido, toma la señal con el equipo de medición y el dispositivo PMU la procesa a la vez que le agrega la etiqueta de tiempo y la convierte en digital. Después de esto, la señal medida es enviada a concentradores locales que recolectan las medidas de otros dispositivos de medición. Luego, las señales recolectadas por el concentrador local son enviadas a un concentrador regional que finalmente las procesa y las entrega al

Centro de Control.

Así entonces, hasta aquí se ha descrito, a grandes rasgos, el funcionamiento de los esquemas de medición de área amplia o WAMS basados en PMU.

2.2 Descripción del Retardo en Sistemas de Comunicaciones

Se mencionó en el numeral anterior que el manejo y control de las perturbaciones que afectan la estabilidad del sistema, exige que se cuente con una adecuada y óptima infraestructura de registro de sus condiciones de operación que permita su evaluación y la ejecución de acciones de control. En este proceso de transmisión de información aparecen tiempos de retardo, es decir, diferencias temporales entre el instante de registro de una eventualidad en el SEP y el momento en el cual tal señal llega al Centro de Control. Normalmente, en los sistemas WAMPAC las señales son medidas y etiquetadas con un valor correspondiente al momento en que fueron registradas, estas señales son enviadas luego al Centro de Control y eso toma un determinado tiempo. La siguiente figura ilustra tal situación:

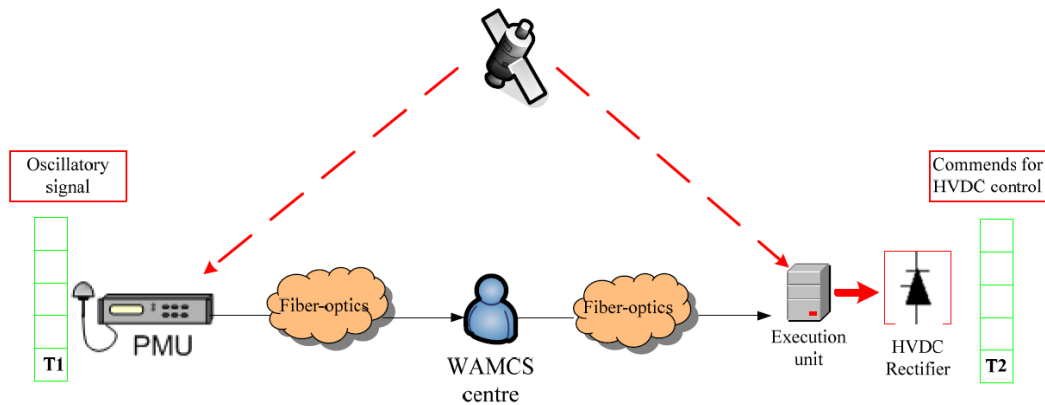


Fig. 2-11. Retardo en las Señales

No obstante en la actualidad existen sistemas ágiles y eficientes para el transporte de información, es claro que las señales medidas en los sistemas eléctricos toman un determinado tiempo de viaje desde el preciso instante en el que se presenta un evento y el momento en el cual tal información llega al sitio de destino. Tal hecho se puede explicar de la siguiente manera:

- El equipo de medida entrega la señal de forma casi instantánea al medidor fasorial, no obstante, el medidor agrega cierto retardo a la señal y con ello se inicia la aparición de demoras en el tiempo de transmisión de la señal medida.
- Esta señal es transmitida bien por fibra óptica o vía satelital con lo cual nuevamente aparece un retardo adicional.
- La señal es recibida por el concentrador local o PDC. Tal dispositivo toma algún tiempo juntando las señales de los diferentes dispositivos PMU que concentran sus señales en él.

- Las señales colectadas por el PDC local son enviadas a un concentrador general y nuevamente aparece otro retardo.
- El concentrador general o regional toma las señales enviadas desde los concentradores locales. Allí se procesan una cantidad mayor de señales fasoriales que luego se empaquetan para ser enviadas al Centro de Control.
- Por último, la señal es enviada al Centro de Control, aquí se toma otro tiempo debido al canal de transporte de la señal.

De acuerdo con lo anterior, se verifica que la señal ha pasado y viajado por 3 dispositivos de análisis y por tres canales de transmisión de información. Estos canales pertenecen a la infraestructura de las WAMS pero están directamente relacionadas con la infraestructura de comunicaciones de los sistemas de transmisión.

Todo lo descrito anteriormente se ilustra de una forma sencilla en la siguiente figura. Allí se puede notar que existen un tiempo de lectura de la señal y un tiempo de entrega de la misma. La diferencia entre uno y otro es la que permite establecer el valor del retardo en tiempo de la señal.

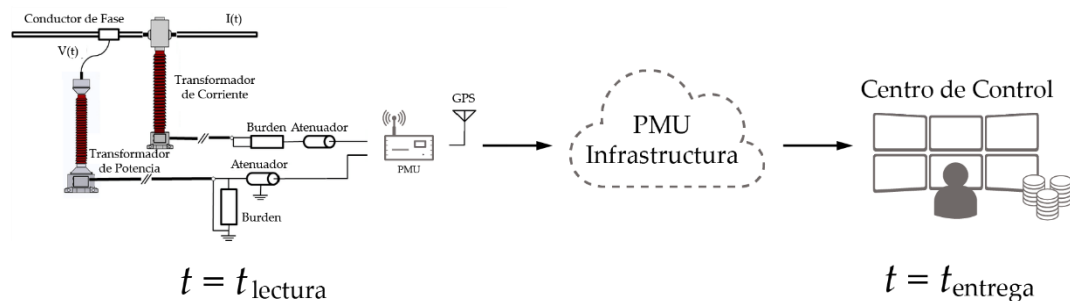


Fig. 2-12. Esquema de Funcionamiento.

Evidentemente el tiempo del retardo se puede calcular teniendo en cuenta el instante de lectura de las señales y el tiempo de entrega. Ahora bien, es necesario tener en consideración que en las PMU esta señal del tiempo de lectura va incluida dentro del paquete de datos de la señal que se envía al Centro de Control. La siguiente relación establece el valor del tiempo de retardo:

$$\tau_d = t_{entrega} - t_{lectura} \quad \text{Ec. 2-1}$$

En la figura que sigue se muestra de una forma más detallada la situación que se ha venido describiendo y que permite una comprensión más precisa del fenómeno de los retardos:

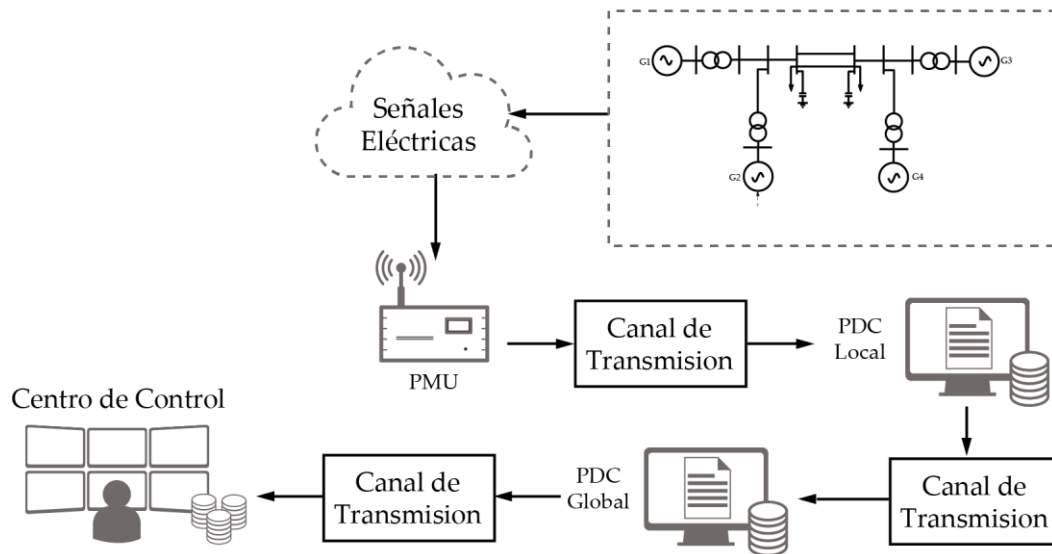


Fig. 2-13. Esquema Detallado del Proceso de Transmisión de Señales.

Ya se ha mencionado que cada elemento del esquema anterior introduce una componente en el retardo de la señal. En consideración de lo anterior se puede establecer una relación matemática que determine el retardo total debido a la contribución en cada uno de los elementos del diagrama, desde el momento de la toma de las mediciones hasta el instante de llegada de la señal al Centro de Control. Aquí es necesario precisar que para los efectos de simulación se considerará que todos los canales tienen el mismo retardo.

$$\tau_d = \tau_{fijo} + \tau_{PMU} + \tau_{CT1} + \tau_{PDCL} + \tau_{CT2} + \tau_{PDCG} + \tau_{CT3} \quad Ec. 2-2$$

Donde:

τ_{fijo}	Es la componente fija del retardo del sistema.
τ_{PMU}	Es el retardo asociado a la medición de la señal.
τ_{CT1}	Es el retardo asociado al canal de transmisión 1 entre PMU y el PDC local.
τ_{PDCL}	Es el retardo agregado en el PDC local por procesamiento de la señal.
τ_{CT2}	Es el retardo asociado al canal de transmisión 2 entre el PDC local y el PDC global.
τ_{PDCG}	Es el retardo asociado al PDC global.
τ_{CT3}	Es el retardo asociado al canal de transmisión 3 existente entre el Centro de Control y el PDC global.

No obstante es necesario precisar que cada componente de transmisión tiene vinculados una serie de fenómenos de retardo que ya han sido considerados en la Ec. 2-2 . Tales elementos tienen que ver con el procesamiento y propagación de las señales de cada uno de los canales, pues la velocidad de la propagación y transmisión de los datos depende no solamente del canal considerado, del tipo de comunicación que se efectúa sino también del flujo de datos:

$$\tau_{CT2} = \tau_p + \frac{L}{R} + \theta \quad \text{Ec. 2-3}$$

Donde:

- τ_p Es el retardo agregado debido a la velocidad de propagación del canal usado para la transmisión de los datos.
- L Volumen de datos transmitidos por el canal.
- R Tasa de envío de datos por el canal usado.
- θ Es una componente aleatoria de retardo que normalmente varía de acuerdo con condiciones atmosféricas, de humedad y de temperatura y depende de cada uno de los canales usados.

Así entonces, se ha descrito el fenómeno de los retardos en los sistemas de comunicaciones, de los aspectos que tienen que ver con él y de los elementos que intervienen en la aparición del retardo en los sistemas WAMS.

2.3 Modelización y Simulación de Sistemas de Potencia

Considerando Retardos

Ya se ha descrito la infraestructura de medición en los sistemas de potencia, la presencia de retardos en estos sistemas, el funcionamiento de los sistemas PMU y la forma en la que éstos influyen en los retardos. Ahora bien, desde el punto de vista del análisis de señales, el retardo que se presenta en las señales de control hace que el controlador como tal tome decisiones no considerando el estado actualizado del sistema, sino de las condiciones del sistema descritas por una señal que lleva inmerso un retardo respecto de la actualidad del sistema. Se trata de que las señales que llegan al agente controlador no corresponden con el proceso real y las implicaciones que esto tiene pueden ser enormes. La siguiente figura muestra un esquema básico de control que incluye el lazo cerrado con el controlador efectuando acciones sobre el proceso, en este caso el proceso considerado es el sistema de potencia.

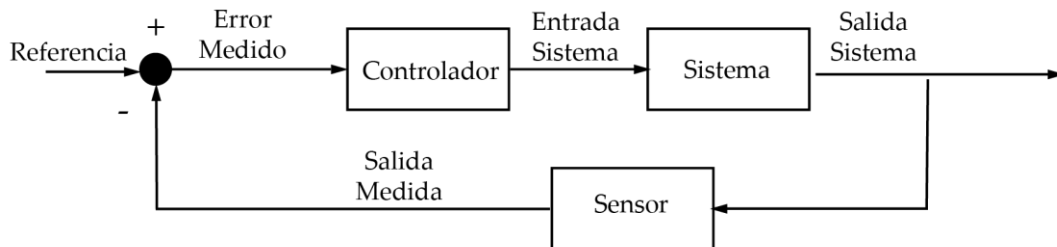


Fig. 2-14. Lazo Típico de Control

Se puede verificar de la figura que el sensor es el que permite que el controlador pueda conocer el estado del sistema y comparar sus valores con respecto a las referencias deseadas. En el caso de las WAMS de los sistemas de potencia, el sensor corresponde a las Unidades de Medición Fasorial (PMU).

Como se ha mencionado con anterioridad, la existencia de los valores de retardo provocan que el controlador reciba una señal diferente a la actual y con esa información toma las decisiones o las acciones de control correspondientes. Esta situación implica que la información puede presentarse como una señal completamente diferente en el controlador. La figura de la parte inferior ilustra de manera gráfica cómo la señal medida llega trasladada al controlador.

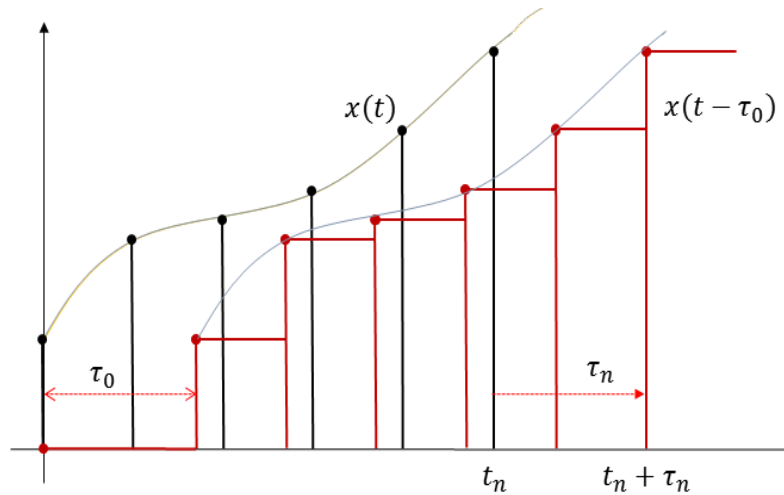


Fig. 2-15. Señal Traslada Debido al Retardo Constante en la Comunicación.

Allí se puede apreciar que cada elemento de la señal eléctrica $x(t)$ es muestreado cada cierto tiempo (señal en negra), no obstante cuando la señal

llega al Centro de Control (señal roja) llega trasladada en el tiempo, presentándose con ello un error bastante considerable entre la señal real respecto de la señal medida. Esta situación pudiese ser analizada con herramientas que redujeran el error de la estimación, sin embargo el error es variable en el tiempo y tratar de controlarlo de esta forma resulta muy complicado aún con herramientas de filtrado.

La figura siguiente ilustra un caso especial en el que se tienen retardos en las señales medidas con componentes elevadas de aleatoriedad. Tal aleatoriedad puede deberse a casos en los que los sistemas eléctricos sufren congestión a nivel de sus WAMS o en los momentos en donde se presentan eventos catastróficos, que es precisamente donde más se utiliza el ancho de banda de los sistemas de comunicaciones con el consiguiente detrimento de la tasa de envío de información.

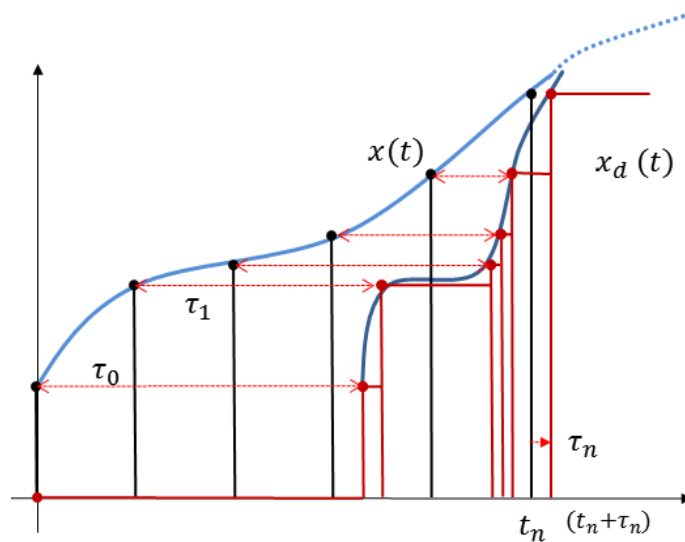


Fig. 2-16. Señal Traslada Debido al Retardo Variable en la Comunicación.

Evidentemente se puede ver aquí cómo el controlador, en este caso, logra

registrar una señal del estado del sistema completamente diferente a la real. Esta situación implica que el controlador tiene un desconocimiento considerable del sistema que se pretende controlar.

La situación puede tornarse mucho más compleja cuando se tienen múltiples canales de comunicación para varios PMU y múltiples valores de retardo, bajo esta circunstancia realmente es muy poco lo que el controlador puede hacer al respecto para establecer la estabilidad de los sistemas de potencia.

- **Modelización e Inclusión de Señales Retardas:**

Evidentemente la inclusión de señales retardadas en las comunicaciones de los sistemas de potencia exige modelizar tales señales. Para llevar a cabo tal modelización se presentan dos alternativas: el uso de la aproximación de PADE y el uso de clúster para el desplazamiento de las mismas. Esta última es simple conceptualmente pero algunos paquetes de simulación no la permiten.

Es necesario precisar que el desplazamiento de la señal en el tiempo puede modelizarse matemáticamente con un exponencial en la frecuencia, esto es:

$$\begin{aligned}x(t) &\leftrightarrow X(s) \\x(t - \tau_d) &\leftrightarrow X(s)e^{-\tau_d s}\end{aligned}\tag{Ec. 2-4}$$

De esta forma el desplazamiento en el tiempo se representa con la misma señal en el dominio de la frecuencia pero con una componente adicional de tipo exponencial. Tal aproximación, debido a que está fundamentada en expansión polinomial, tiene como parámetro

necesario el establecimiento del número de términos que debe usarse en los polinomios del numerador y del denominador de la aproximación. Esto se ilustra así:

$$e^{-\tau_d s} = \frac{N(s)}{D(s)} \quad \text{Ec. 2-5}$$

En el caso de la aproximación de PADE de orden 1 se tiene la representación más simple:

$$e^{-\tau_d s} = \frac{1 - \frac{\tau_d}{2}s}{1 + \frac{\tau_d}{2}s} \quad \text{Ec. 2-6}$$

Si se considera un caso de orden 2 la representación resulta similar:

$$e^{-\tau_d s} = \frac{\tau_d^2 s^2 - 6\tau_d s + 12}{\tau_d^2 s^2 + 6\tau_d s + 12} \quad \text{Ec. 2-7}$$

De ser necesario aproximaciones de mejor calidad deben usarse polinomios de mayor grado. Así es posible obtener una fiel representación del retardo de las señales para no incluir ruidos o errores adicionales debido a la inclusión del modelo de PADE.

Aquí se implementa una estrategia para la modelización de los sistemas de potencia con controladores en lazo cerrado similar a lo ilustrado en la Fig. 2-14. De acuerdo con ello el retardo se modelizó con una aproximación de PADE de orden 1 y, como era de esperarse, esta aproximación tan frágil presenta una cierta diferencia con respecto a la

señal original. Ver figura siguiente.

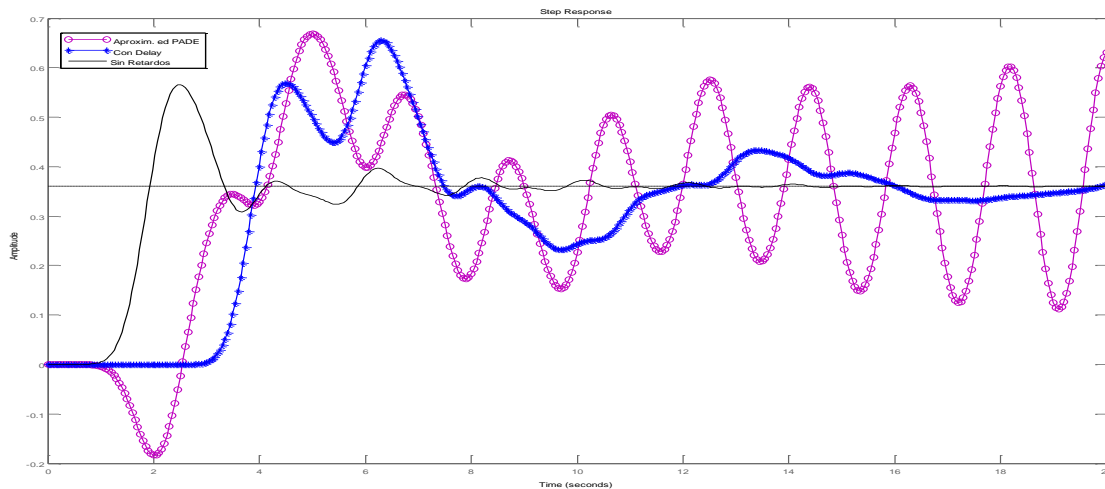


Fig. 2-17. Comparación entre Señal Perfectamente Retardada y Aproximación de PADE-1.

En la figura la señal azul con asteriscos representa la señal perfectamente retardada obtenida mediante simulación. La señal en violeta con círculos es la aproximación de PADE de primer orden. Puede notarse allí que existe un error bastante grande entre ellas debido a la deficiente aproximación. Lo mostrado no permite analizar correctamente el desempeño del controlador y, por el contrario, le agregaría ruidos al proceso de entendimiento del funcionamiento de las herramientas de control.

Ahora bien, al usar una aproximación PADE de orden 7 se tiene:

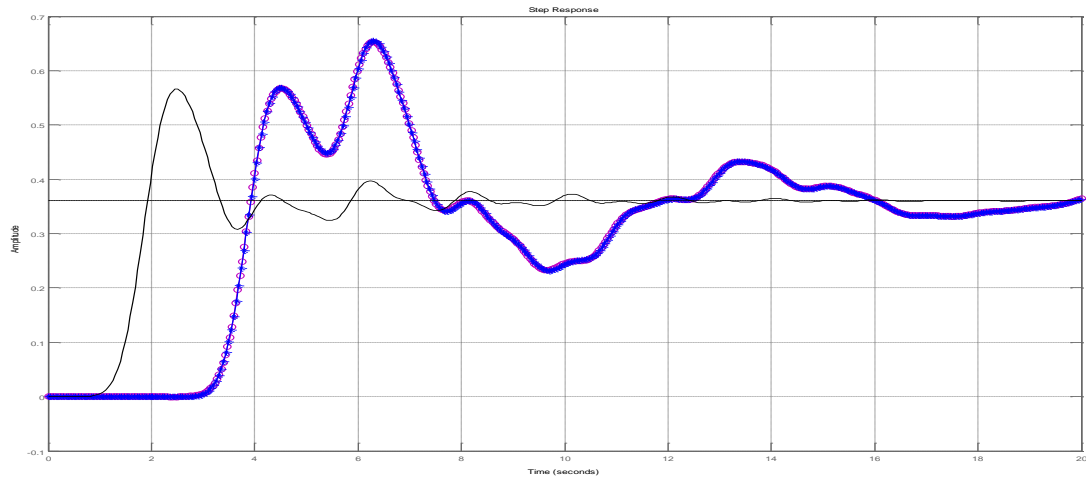


Fig. 2-18.Comparación entre Señal Perfectamente Retardada y Aproximación de PADE-7.

Aquí se verifica que la aproximación ofrece un mayor ajuste a lo real puesto que no se presenta mayor diferencia entre la señal en círculos (aproximación) y la señal en asteriscos (señal perfectamente desplazada).

No obstante estos resultados, es necesario encontrar otro tipo de herramientas que permita el uso y la inclusión de retardos en sistemas de potencia considerando los simuladores que están disponibles en el mercado. En consonancia con ello se decidió usar el retardo tipo clúster. Este retardo toma las señales originales y las almacena como información, de forma que lo que se obtiene, luego del procesamiento, es la entrega de las señales medidas perfectamente desplazadas en el tiempo dependiendo del parámetro que se incluya en él. Para efectos del análisis se ilustra un diagrama de bloques.

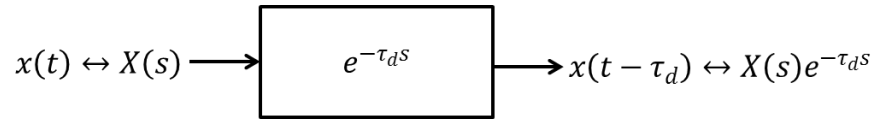


Fig. 2-19. Diagrama de Bloques del Desplazamiento por Clúster.

Así entonces se logra incluir el desplazamiento de la señal y se evita la posibilidad de caer en errores debido a una mala simulación o a una inadecuada selección de los parámetros de la aproximación. De esta manera entonces queda definida la forma de incluir las señales retardadas en los sistemas de potencia.

2.3.1 Funcionamiento de los Sistemas de Potencia con Señales Retardadas

Ya resuelta la modelización de los esquemas de medición, su simplificación y la forma en que éstos se incluirán en las simulaciones, es posible efectuar algunas de ellas con lo cual se dará cuenta del efecto de los retardos en los sistemas de potencia. Como punto de partida se tiene la inclusión de los sistemas de potencia en las simulaciones iniciales.

Resulta conveniente mencionar algunos trabajos desarrollados alrededor del tema. Uno de ellos es el presentado por Venayagamoorthy en [1]. En el documento se muestra la forma en la que pueden ser modelizados los sistemas de potencia con retardos, incluso los investigadores en este trabajo ilustran un sistema de potencia sencillo que considera los retardos en los sistemas de medición.

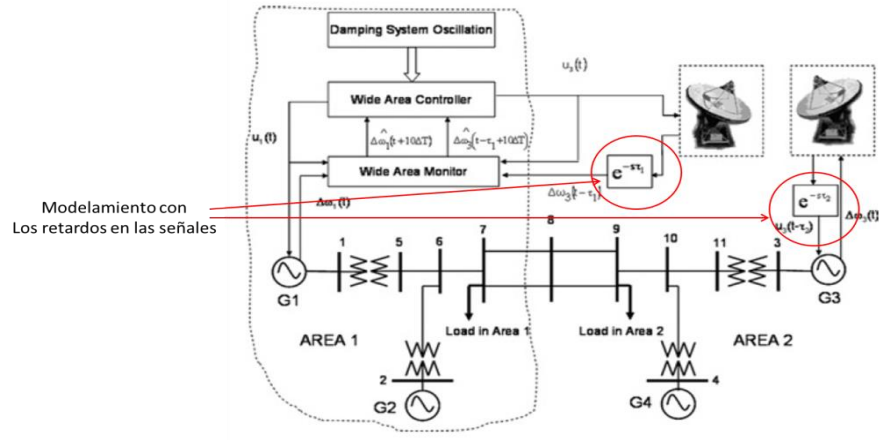


Fig. 2-20. Inclusión de los Medidores en los Sistemas de Potencia.

Considerando lo planteado con anterioridad, se puede definir la inclusión de los retardos en los sistemas de potencia como la acción de agregar clústers de datos que permitan el desplazamiento de la señal medida por la PMU. Así entonces, es posible formular un diagrama de bloques del esquema resultante que pueda servir como referencia.

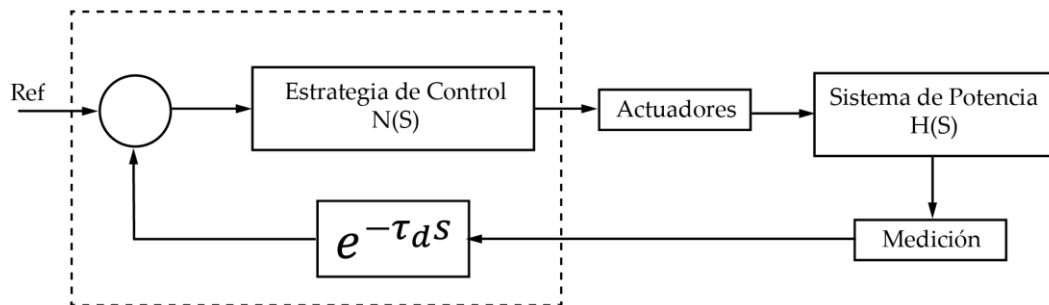


Fig. 2-21. Diagrama de Bloques del Sistema de Potencia con Retardos.

Este sistema, que funciona en lazo cerrado e incluye retardos en el tiempo, involucra una modificación sustancial a la función de transferencia en lazo cerrado. Es posible notar que el lazo de control se cierra con el retardo en la transmisión definida por el exponencial del valor del retardo. Así, considerando que el sistema de potencia tiene una función de transferencia $H(s)$ y que la estrategia de control tiene una función de transferencia $N(S)$, la función de transferencia del sistema de potencia con la medición en retardo puede describirse como sigue:

$$H_{lc}(s) = \frac{N(s)H(s) e^{-\tau_{Rx}S}}{N(s)H(s) + e^{-\tau_{Rx}S}} \quad Ec. 2-8$$

Con estos elementos, se efectúa una aproximación al control en sistemas de potencia de gran tamaño. Para tenerlo como referencia, se efectúa el diseño de un control en lazo cerrado para el sistema original. Este sistema de potencia tuvo una respuesta favorable frente al cambio de referencia de la señal. Hay que decir que sin retardo el sistema de potencia funcionó de forma estable.

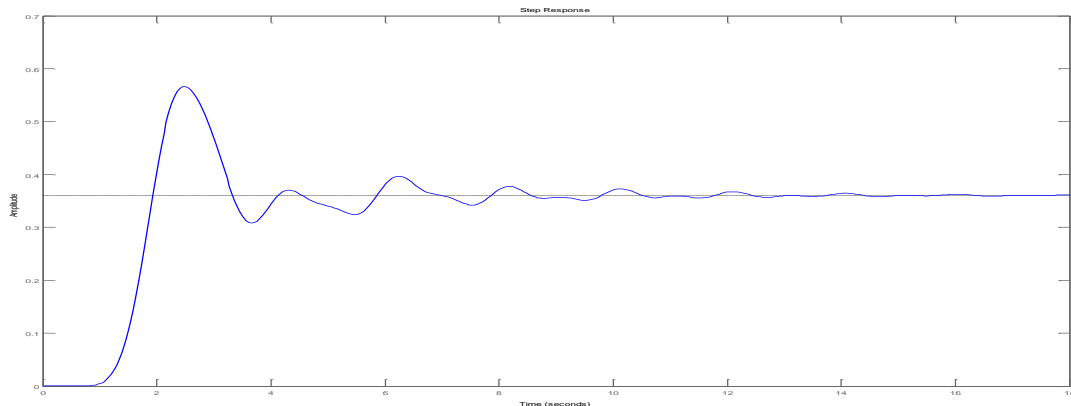


Fig. 2-22. Respuesta Estable del Sistema de Potencia.

Dentro del contexto del trabajo realizado, también se llevaron a cabo simulaciones con el clúster de retardo sumado a la existencia de un sistema de prueba, obteniendo con ello resultados de interés. El primero de ellos se refiere al hecho de que los tiempos de retardo pueden llevar al sistema a exhibir un comportamiento inestable tal y como fue supuesto. No obstante, para algunos casos el retardo mostró que el sistema tenía respuestas estables funcionado en lazo cerrado.

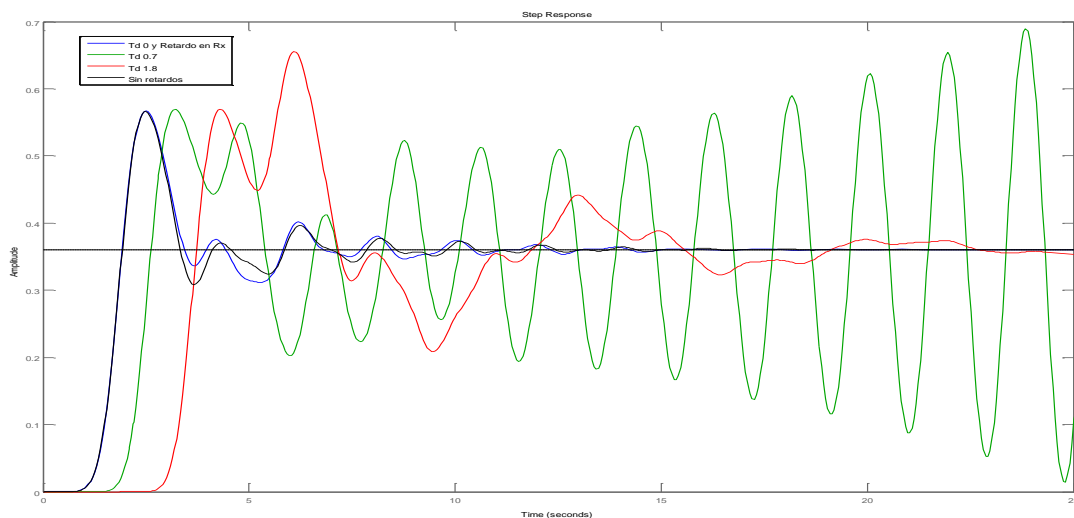


Fig. 2-23. Respuestas de los Sistemas de Potencia Frente a Variaciones en los Retardos.

Es de notar que la inclusión de los retardos provoca problemas de inestabilidad como lo es el caso de la señal dibujada en color verde. Sin embargo, hay valores de los retardos para los cuales el sistema exhibe estabilidad. Tal situación se puede explicar por la variación de la función de transferencia en lazo cerrado la cual incluye los elementos de retardo

modelizados en la frecuencia y descritos en la Ec. 2-8.

Así entonces, se ha descrito el funcionamiento de los sistemas de potencia que incluyen retardos en sus señales de medición. Esta situación será de relevante importancia para lo que sigue en el presente trabajo.

3

Control Backstepping en Sistemas No Lineales

3.1 Descripción General de la Metodología

La metodología de control no lineal denominada Backstepping permite abordar el problema del diseño de controladores mediante el uso de la ya clásica realimentación de variables de estado y el uso de funciones de Lyapunov para determinar parámetros de controlador. En el proceso, se vinculan leyes de control no lineales que permiten dar robustez al sistema controlado. Uno de los primeros artículos que abre la posibilidad del empleo de la técnica en cuestión es el trabajo de Isidori y presentado en [2]. Aquí, los autores presentan una serie de ejemplos de sistemas cuyas señales de control se obtienen mediante realimentación no lineal de los estados del mismo, particularmente en su artículo describen técnicas de control donde la entrada se obtiene a partir de las derivadas de Lie en sistemas con grado relativo 1. De acuerdo con la literatura, otros trabajos similares fueron presentados por

Sontag, Sussman, Koditshek entre los años 88 y 90; estos trabajos no fueron consultados. Posteriormente en el artículo [3] se presenta la forma de estabilizar sistemas que combinan sistemas parcialmente lineales; la sección probablemente más interesante es la 3 de tal artículo pues es en la que se presenta el análisis generalizado de las condiciones necesarias para estabilización global; así mismo, se presenta la forma en la que se incluye la función de Lyapunov que termina usándose para determinar las restricciones a considerar de forma que se mantenga la estabilidad. El análisis detallado de la restricción de Lyapunov se presenta en la sección 4.

En el año 1991 se plantea de forma más sistemática la estrategia Backstepping con los trabajos de Kokotovic. En su documento titulado *The Joy of Feedback: Nonlinear and Adaptive*, el autor explica claramente, a partir de un sistema de orden 3, los pasos para obtener las señales de control no lineales que permitirán la estabilización global del sistema no lineal que se quiera tratar. Avanza hasta proponer el Backstepping robusto y adaptivo para llegar al observador Backstepping en la parte final de su documento tutorial, [4]. Un año después, éste genial autor junto con Kanellakopoulos y Morse, presentan un trabajo en el que de forma rigurosa e intuitiva obtienen resultados para el control de sistemas no lineales. En el mismo documento se expone de manera amplia el procedimiento para el diseño de control Backstepping en el problema de regulación y en su parte final hacen un pequeño análisis del poder de tal controlador en tracking o seguimiento, [5].

Ya en el año 1995, en el libro de Kokotovic, Kanellakopoulos y Krstic se efectúa una descripción clara, amplia y lo suficientemente didáctica como para

lograr mayores claridades acerca del uso de la técnica. Se discuten suficientemente las cancelaciones de no linealidades, el posible uso de la técnica para evitar cancelar no linealidades amortiguantes; así mismo se expone, en una serie de ejemplos, el empleo de la metodología y se compara con resultados de Feedback Linearization [6]. Posteriores trabajos de Krstic y Kokotovic profundizan en Passivity y Backstepping adaptivo estocástico. Ya en lo básico de la técnica, en 1999 emerge un pequeño documento a manera de tutorial por los señores Fonssen y Strand de ABB en Noruega [7]. En este documento recogen el tratamiento dado en [6] pero cometen ciertos errores en la representación gráfica de los sistemas a trabajar y esto puede llevar a confusiones al lector. Por lo demás, dentro de este documento se avanza desde la inspiración del Backstepping hasta llegar al tratamiento de sistemas MIMO y control de Navíos, todo lo anterior es logrado con un adecuado uso de teoremas y pruebas matemáticas.

- **Breve Descripción del Backstepping:**

La motivación se plantea, para efectos del presente trabajo, considerando un sistema simple sobre el cuál se hará el análisis. Partimos de la existencia de un sistema de primer orden como se muestra a continuación:

$$\dot{x}_1 = f(x_1) \tag{Ec. 3-1}$$

Este sistema en Ec. 3-1 puede ser aumentado mediante una nueva variable de estado que se incluye; x_2 . Esta variable de estado x_2 es el resultado de integrar una señal de control de valor u y que es definida

como una especie de señal de control virtual para el sistema en Ec. 3-1, de aquí que clásicamente esta técnica reciba el nombre de Integrator Backstepping. El nuevo sistema aumentado tomará la forma siguiente:

$$\dot{x}_1 = f(x_1) + x_2 \quad \text{Ec. 3-2}$$

$$\dot{x}_2 = u \quad \text{Ec. 3-3}$$

Lo que se propone en la metodología es hacer que los valores de variables de estado lleguen a ser nulos cuando el tiempo $t \rightarrow \infty$. Adicionalmente es necesario comentar que x_2 procurará estabilizar al sistema presentado en Ec. 3-1 y que a su vez se procurará encontrar una señal para u que permita la estabilización de x_2 . Lo anterior permite que se logre hablar de un método recursivo para estabilización de sistemas no lineales. Luego de tener aquel sistema en Ec. 3-2 y Ec. 3-3, se procura conseguir un nuevo sistema en Z_1 y Z_2 . Este nuevo sistema se detalla en la literatura y puede verse como un difeomorfismo. De forma recursiva se inicia el tratamiento y análisis sobre la Ec. 3-2 para luego pasar a la Ec. 3-3 del sistema en dos etapas. Para el caso de sistemas de mayor orden, el análisis recursivo se efectúa tantas veces como sea el orden del sistema.

- **Análisis de la Etapa 1 sobre la Variable X_1 :** En esta etapa se define, para la construcción del difeomorfismo, a $z_1 = x_1$. Esto permitirá la construcción de nuevas ecuaciones, basados en la Ec. 3-2 y con la forma que se ilustra a continuación:

$$\dot{x}_1 = f(x_1) + x_2 \quad \text{Ec. 3-4}$$

$$\dot{z}_1 = \dot{x}_1 \quad \text{Ec. 3-5}$$

$$\dot{z}_1 = f(x_1) + x_2 \quad \text{Ec. 3-6}$$

Tal como se comentaba anteriormente, la entrada x_2 permitirá que z_1 logre estabilizarse siendo una especie de entrada virtual. Ahora, el documento tutorial [7] sugiere el uso de la señal para x_2 así:

$$x_2 \triangleq \alpha(x_1) + z_2 \quad \text{Ec. 3-7}$$

Así, la ecuación Ec. 3-2 toma nuevamente la forma que se ilustra a continuación:

$$\dot{z}_1 = f(x_1) + (\alpha(x_1) + z_2) \quad \text{Ec. 3-8}$$

Ahora; para que $\alpha(x_1)$ cumpla su cometido, debe cumplir con lo siguiente:

- Eliminar la no linealidad.
- Incluir a z_1 para cumplir GAS.

Así; el valor de $\alpha(x_1)$ basado en Ec. 3-7 toma la forma siguiente:

$$\alpha(x_1) = -f(x_1) + a_{11}z_1 \quad \text{Ec. 3-9}$$

Ahora, al reemplazar Ec. 3-9 en Ec. 3-8, se obtiene:

$$\dot{z}_1 = f(x_1) + (-f(x_1) + a_{11}z_1) + z_2 \quad \text{Ec. 3-10}$$

$$\dot{z}_1 = a_{11}z_1 + z_2 \quad \text{Ec. 3-11}$$

Se denomina a $\alpha(x_1)$ la función de estabilización.

- **Análisis de la Etapa 2 sobre la Variable x_2 :** basado en Ec. 3-7, se obtiene por despeje lo siguiente para z_2 :

$$z_2 = x_2 - \alpha(x_1) \quad \text{Ec. 3-12}$$

Derivando a ambos lados de la ecuación se tiene:

$$\dot{z}_2 = \dot{x}_2 - \dot{\alpha}(x_1) \quad \text{Ec. 3-13}$$

Usando el valor de Ec. 3-3 para \dot{x}_2 y reemplazando en Ec. 3-13 se tiene lo que sigue.

$$\dot{z}_2 = u - \dot{\alpha}(x_1) \quad \text{Ec. 3-14}$$

Ya con lo anterior, podemos definir un valor de u que permita construir una expresión para \dot{z}_2 tal que el sistema z_1 y z_2 en su conjunto cumpla GAS. Así, es que la señal de control toma la siguiente forma:

$$u \triangleq \dot{\alpha}(x_1) - z_1 + a_{22}z_2 \quad \text{Ec. 3-15}$$

Reemplazando lo anterior en la expresión para \dot{z}_2 se tiene:

$$\dot{z}_2 = (\dot{\alpha}(x_1) - z_1 + a_{22}z_2) - \dot{\alpha}(x_1) \quad \text{Ec. 3-16}$$

$$\dot{z}_2 = -z_1 + a_{22}z_2 \quad \text{Ec. 3-17}$$

Finalmente, el sistema en z toma la forma siguiente:

$$\dot{z}_1 = a_{11}z_1 + z_2 \quad \text{Ec. 3-18}$$

$$\dot{z}_2 = -z_1 + a_{22}z_2 \quad \text{Ec. 3-19}$$

- **Inclusión de Restricción de Lyapunov:** Los valores de a_{11} y a_{22} deben cumplir los criterios establecidos por Lyapunov. El análisis se efectúa sobre el sistema en z .

La función de Lyapunov puede tomar la forma que se presenta a continuación:

$$V = z^T P z \quad \text{Ec. 3-20}$$

Donde la matriz P puede tomar la siguiente forma:

$$V = \begin{bmatrix} P_{11} & 0 \\ 0 & P_{22} \end{bmatrix}$$

$$V = p_{11}z_1^2 + p_{22}z_2^2 \quad \text{Ec. 3-21}$$

Para que cumpla, los valores de p_{11} ; p_{22} deben ser positivos diferentes de cero. Adicionalmente, se cumple con esto que $V(z) > 0 \forall z \in \mathbb{R}^2 - \{0\}$ con $z \in \mathbb{R}^2$.

Entonces, calculando valores se puede obtener \dot{V} , usamos valores de las expresiones Ec. 3-18 y Ec. 3-19:

$$\dot{V} = 2p_{11}z_1\dot{z}_1 + 2p_{22}z_2\dot{z}_2 \quad \text{Ec. 3-22}$$

$$\dot{V} = 2p_{11}z_1(a_{11}z_1 + z_2) + 2p_{22}z_2(a_{11}z_1 + z_2) \quad \text{Ec. 3-23}$$

$$\dot{V} = 2p_{11}a_{11}z_1^2 + 2p_{11}z_1z_2 - 2p_{22}z_1z_2 + 2p_{22}a_{22}z_2^2 \quad \text{Ec. 3-24}$$

Si en la Matriz P se cumple que $p_{11} = p_{22} = \frac{1}{2}$ entonces el valor para \dot{V} toma la siguiente forma:

$$\dot{V} = a_{11}z_1^2 + a_{22}z_2^2 \quad \text{Ec. 3-25}$$

De la expresión anterior se colige que para que se cumpla $\dot{V} < 0$ entonces debe cumplirse que $a_{11} = k_1 \wedge a_{22} = k_2$ con $k_1 \wedge k_2 > 0$. Con estos valores planteados se cumple que $\dot{V} < 0 \forall z_1, z_2 \in D - \{0\}$. Así, Lyapunov permite encontrar valores adecuados para las constantes del proceso.

Ya con todo lo descrito en la etapa 1, 2 y en la etapa de cumplimiento de Lyapunov, es posible plantear los valores de las constantes finales que hacen que la señal de control funcione para el sistema descrito. Es necesario mencionar que la señal de control u se calcula para el sistema original. Los valores toman la siguiente forma:

$$u = \dot{\alpha}(z_1) - z_1 - k_2 z_2 \quad \text{Ec. 3-26}$$

$$\alpha(x_1) = -f(x_1) - k_1 z_1 \quad \text{Ec. 3-27}$$

$$z_1 = x_1 \quad \text{Ec. 3-28}$$

$$z_2 = x_2 - \alpha(x_1) \quad \text{Ec. 3-29}$$

El sistema en z toma la forma siguiente:

$$\dot{z}_1 = -k_1 z_1 + z_2 \quad \text{Ec. 3-30}$$

$$\dot{z}_2 = -z_1 - k_2 z_2 \quad \text{Ec. 3-31}$$

Es claro que el sistema tendrá polos así:

$$\lambda_{1,2} = \frac{1}{2} \left(\pm \sqrt{(k_1 - k_2)^2 - 4} - (k_1 + k_2) \right) \quad \text{Ec. 3-32}$$

Y de la anterior relación se obtiene que $\lambda_{1,2}$ tendrá $\text{Re}\{\lambda\} > 0$ con $k_1, k_2 < -1$; condición que nunca se cumplirá dado que previamente se establece que los valores de k_1 y k_2 deben ser positivos.

- **El Seguidor Backstepping:**

El análisis inicia con el sistema tratado en las ecuaciones Ec. 3-2 y Ec. 3-3.

$$\dot{x}_1 = f(x_1) + x_2 \quad \text{Ec. 3-33}$$

$$\dot{x}_2 = u \quad \text{Ec. 3-34}$$

Para este sistema la salida es el valor $y = x_1$. En éste caso, podemos definir un error basado en lo siguiente:

$$e = y - y_d \quad \text{Ec. 3-35}$$

$$e = x_1 - y_d \quad \text{Ec. 3-36}$$

Y al derivar los dos lados se obtiene:

$$\dot{e} = \dot{x}_1 \quad \text{Ec. 3-37}$$

También puede establecerse que $x_1 = e + y_d$. Ahora, el nuevo sistema con el análisis del error para efectos de tracking es el siguiente:

$$\dot{e} = f(x_1) + x_2 \quad \text{Ec. 3-38}$$

$$\dot{x}_2 = u \quad \text{Ec. 3-39}$$

Usando los resultados de Ec. 3-26 hasta Ec. 3-29 y Ec. 3-36 es posible comentar lo siguiente:

$$u = \dot{\alpha}(z_1) - e - k_2 z_2 \quad \text{Ec. 3-40}$$

$$\alpha = -f(e) - k_1 z_1 \quad \text{Ec. 3-41}$$

$$z_2 = x_2 - \alpha(z_1) \quad \text{Ec. 3-42}$$

$$z_1 = e \quad \text{Ec. 3-43}$$

$$e = x_1 - y_d \quad \text{Ec. 3-44}$$

3.2 Casos de Aplicación del Backstepping

Para efectos de verificar de forma temprana la metodología se implementará en la regulación y seguimiento de señal de referencia para un sistema estándar con $f(x_1) = \sin(x_1)$. El sistema implementado en simulink se muestra en la Fig. 3-1, así mismo en la Fig. 3-2. Para obtener resultados se usaron las expresiones Ec. 3-26 a Ec. 3-29 con valores $k_1 = k_2 = 10$.

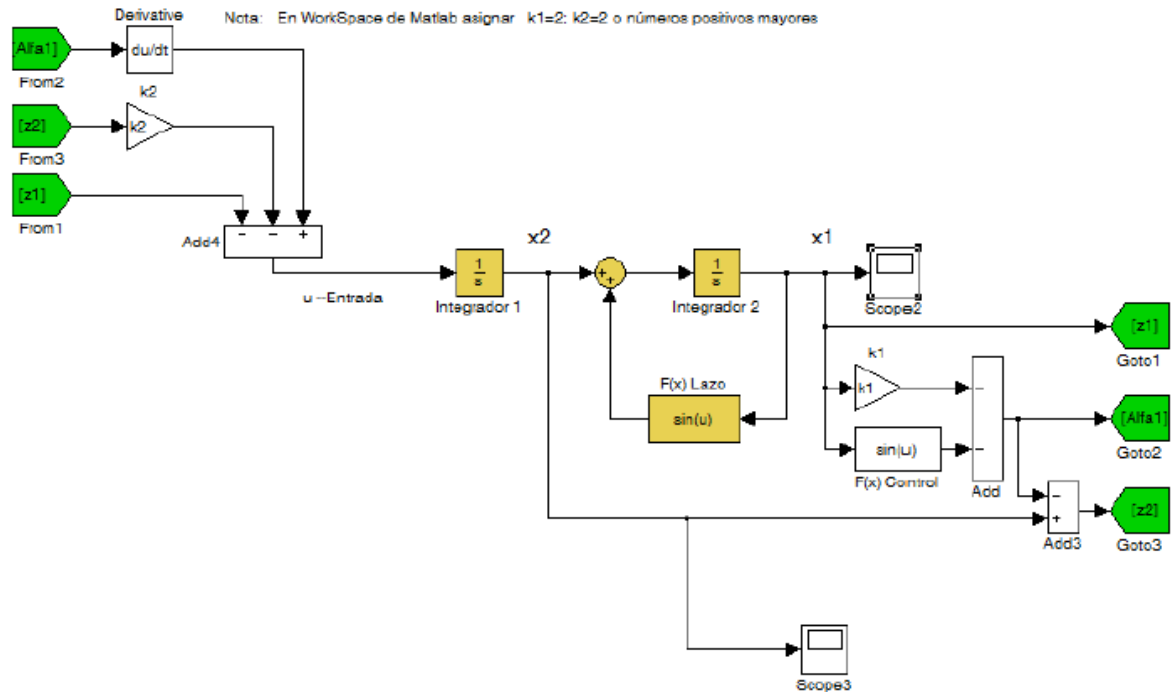


Fig. 3-1. Regulador no Lineal Usando Backstepping. Implementación en Simulink

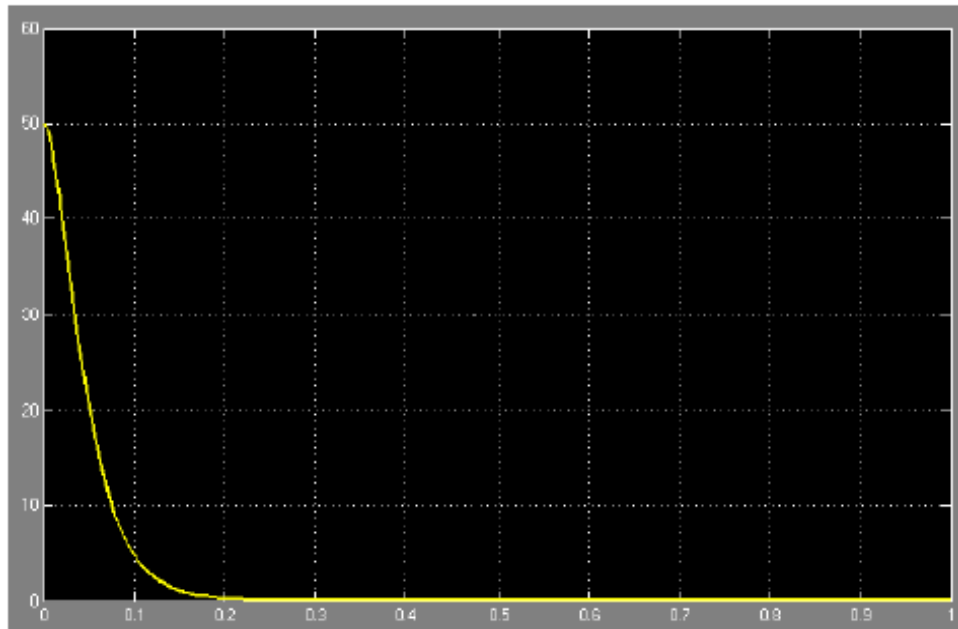


Fig. 3-2.Regulación a Cero sobre el Sistema de Prueba Usando Backstepping.

La implementación del seguidor se implementó para el mismo sistema. Para obtener la señal de control se usaron Ec. 3-40 a Ec. 3-44. Puede observarse el montaje en simulink en la Fig. 3-3. Así mismo se hace el análisis considerando valores diferentes para las constantes. En la Fig. 3-4, los valores usados para las constantes fueron de 10. Cuando se implementó el sistema de control con valores de constantes más elevados se notó una disminución del error, esto así comentado puede verse en la Fig. 3-5. Lo anterior debe considerarse para el diseño de controladores que requieran mayor precisión.

SISTEMA NO LINEAL SEGUIDOR TRAYECTORIA USANDO BACKSTEPPING

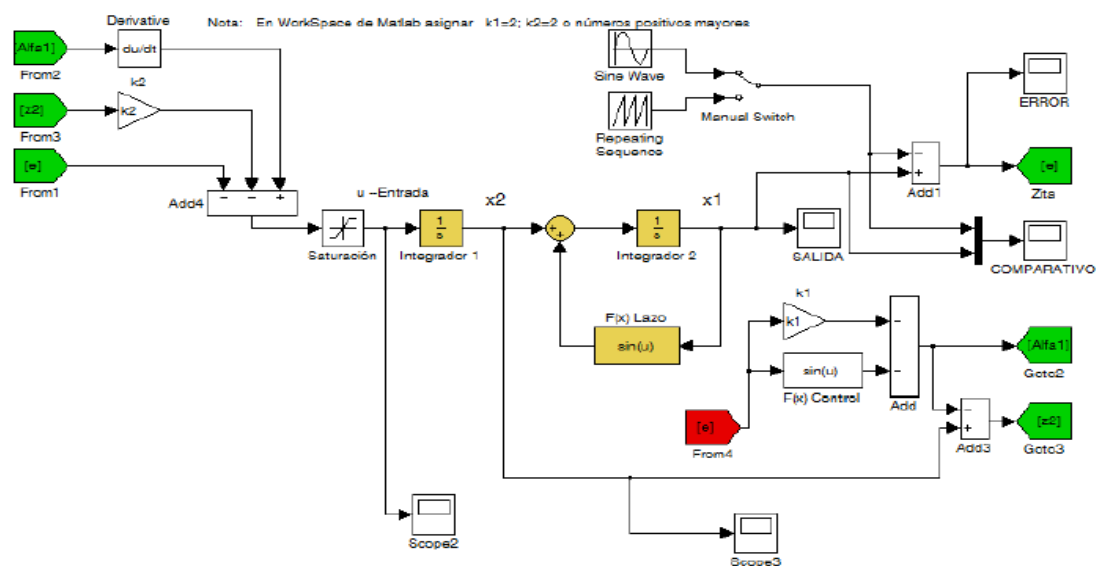


Fig. 3-3. Montaje en Simulink del Seguidor de Señal.



Fig. 3-4. Seguimiento de la Señal de Salida Frente a una Señal de Referencia Sinusoidal.

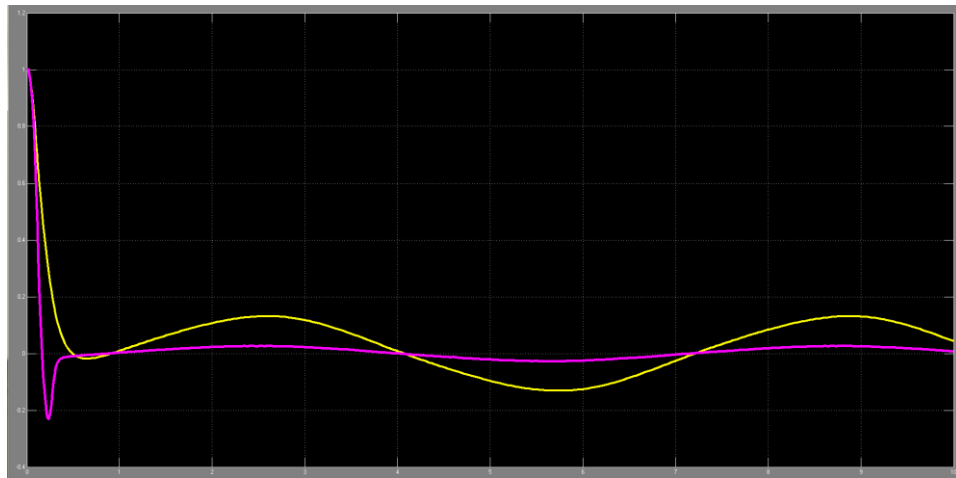


Fig. 3-5. Comparativo de Errores. La Línea Amarilla es Error con $k = 20$. En línea Violeta es Error con $k = 40$.

4

Propuesta de Control Backstepping y Compensación de Latencias en un Sistema de Barraje Infinito

4.1 Modelamiento del Sistema de Prueba

4.1.1 Introducción

El crecimiento de los sistemas eléctricos (debido al incremento de valores de carga, puntos de conexión y tamaño del mismo) ha devenido en que estos operen con márgenes de estabilidad mínimos. Tal situación puede provocar que el sistema ingrese a zonas inseguras de operación. En este sentido, los sistemas de transmisión que salgan de la operación segura pueden tener dificultades tales como: caídas de tensión, pérdida de sincronía, oscilaciones de frecuencia etc. Ahora, un problema mayor se presenta si en tal sistema, en su estado de vulnerabilidad, se presentan fallas de gran porte como por

ejemplo: salidas de líneas, salida de generadores, fallos a tierra o entre líneas. Así las cosas, no sólo se presentaría un deterioro en las magnitudes de las señales, sino que el sistema objeto de análisis perdería toda funcionalidad debido a su apagón general.

Ya se ha mencionado que para tratar de enfrentar el problema de la inestabilidad en los sistemas eléctricos, algunos autores sugieren el uso de técnicas lineales para el control de la frecuencia y de los valores de tensión. No obstante, tales técnicas han sido empleadas con mediano éxito en zonas de operación fijas, es decir, se han aplicado esencialmente en sistemas linealizados. Asimismo, las técnicas lineales usuales se emplean para PSS y AVR's. Ahora bien, en eventos provocados por grandes perturbaciones (fallos a tierra entre otras) las técnicas lineales tienen enormes limitaciones. Por lo anterior es lógico hacer y resolver la siguiente pregunta: ¿es posible emplear técnicas que sean funcionales para puntos diferentes al punto de operación de referencia en sistemas eléctricos? Lo anterior, de acuerdo con la literatura, tiene respuesta positiva y tiene asidero en la existencia de técnicas no lineales de control para sistemas físicos, una de ellas es la técnica denominada Backsteeping.

Para verificar el funcionamiento de la técnica se implementará en un sistema Single Machine Infinite Bus (SMIB) y se comparará con resultados obtenidos mediante una técnica lineal. Una vez verificada la fortaleza de la estrategia es posible extender su uso a sistemas multimáquina; sin embargo, el tratamiento puede tornarse complejo dado que el modelo puede verse sujeto a un incremento de variables.

Se presentará entonces el sistema a controlar, luego se mostrará la metodología junto con algunos ejemplos y de manera posterior se implementará en el sistema SMIB junto con los resultados obtenidos.

Los sistemas eléctricos generalmente se componen de sistemas de transmisión que conectan a los grandes centros de consumo y las centrales generadoras. Como se ha mencionado, el crecimiento de estos sistemas eléctricos hace complejo su análisis. Uno de los mayores temores por parte de los operadores es la pérdida de la estabilidad del mismo con la consiguiente pérdida de funcionalidad. Se considera de mayor importancia empezar el análisis de la estabilidad del sistema eléctrico partiendo del análisis de la máquina generadora pues de ésta depende en gran medida el comportamiento del sistema. La operación en conjunto de varias generadoras se ilustra en la Fig. 4-1.

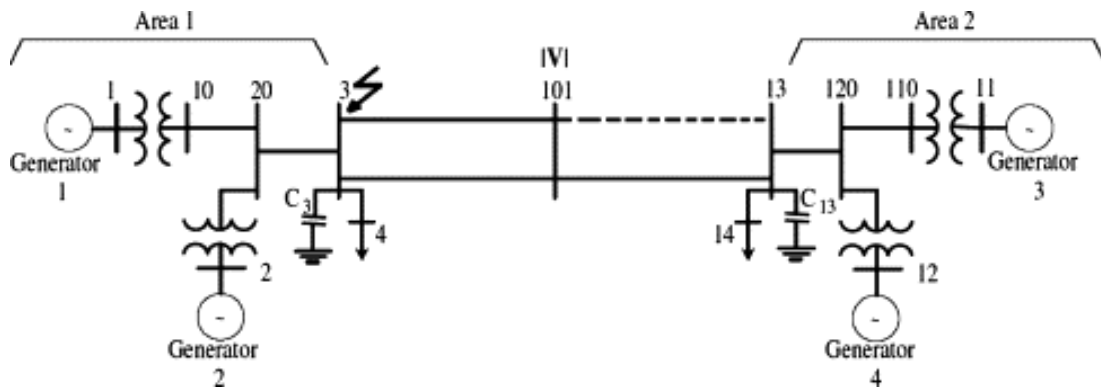


Fig. 4-1. Ilustración del Sistema Multimáquina.

4.1.2 Obtención de la Ecuación de SWING

Las oscilaciones electromecánicas representan un fenómeno inherente a los sistemas eléctricos de potencia, su análisis es definitivo en estos sistemas y en el estudio de estas oscilaciones la ecuación de Swing tiene una importancia fundamental. Si se considera la operación normal del sistema resulta claro que todas las máquinas síncronas giran con la misma velocidad angular eléctrica, a consecuencia de posibles perturbaciones de cualquier tipo uno o más generadores podrían acelerarse o desacelerarse y existe el riesgo de que se salgan de sincronismo. Esto podría tener un gran impacto en la estabilidad del sistema y los generadores que pierden el sincronismo deben desconectarse, de lo contrario podrían sufrir graves daños.

La obtención de la ecuación de Swing permite describir las oscilaciones electromecánicas de un sistema de potencia y para ello el modelo de la máquina síncrona resulta fundamental. La figura muestra el esquema de la máquina síncrona y en ella aparecen los diferentes torques y potencias en los que los subíndices *m* denotan cantidades mecánicas y los *e* cantidades eléctricas.

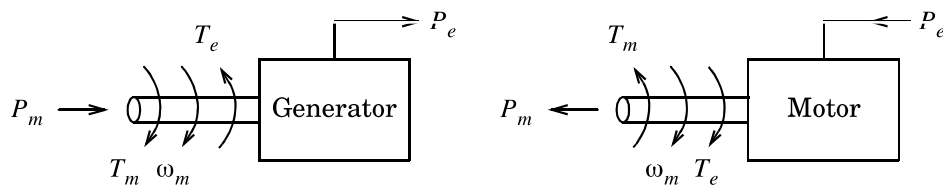


Fig. 4-2.Descripción Esquemática de las Potencias y los Torques en una Máquina Síncrona.

Así mismo, la ecuación diferencial que describe la dinámica del rotor es:

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad \text{Ec. 4-1}$$

Donde:

J	Es el momento total de inercia de la máquina síncrona ($kg.m^2$)
θ_m	Es el ángulo mecánico del rotor (rad)
T_m	Es la torsión mecánica de la turbina o carga ($N.m$). T_m positivo corresponde a la potencia mecánica introducida en la máquina, es decir, el funcionamiento normal del generador en estado estable.
T_e	Es el par motor eléctrico en el rotor ($N.m$). T_e positivo en funcionamiento normal del generador.

Multiplicando la Ec. 4-1 por la velocidad angular ω_m , entonces:

$$\omega_m J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad \text{Ec. 4-2}$$

Donde:

$P_m = T_m \omega_m$	Potencia mecánica que actúa sobre el rotor. (W)
$P_e = T_e \omega_m$	Potencia eléctrica que actúa sobre el rotor. (W)

Si la aceleración angular debe expresarse en ángulo eléctrico en su lugar, $\omega_m = \frac{2\omega_e}{p}$ se utiliza para obtener:

$$\frac{2}{p} \omega_m J \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} = P_m - P_e \quad \text{Ec. 4-3}$$

donde el lado izquierdo puede ser reorganizado:

$$2 \frac{2}{p \omega_m} \left(\frac{1}{2} \omega_m^2 J \right) \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} = P_m - P_e \quad \text{Ec. 4-4}$$

Si Ec. 4-4 se divide por la clasificación de la máquina S, y ec $\omega_m = \frac{2\omega_e}{p}$ se utiliza de nuevo, el resultado es:

$$\frac{2}{\omega_e} \frac{\left(\frac{1}{2} \omega_m^2 J \right)}{S} \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} = \frac{P_m - P_e}{S} \quad \text{Ec. 4-5}$$

Las observaciones y experiencias de los sistemas de potencia real muestran que durante las perturbaciones, la velocidad angular del rotor no se desviará significativamente de los valores nominales, es decir, de ω_{m0} y ω_{e0} , respectivamente. Esto implica que Ec. 4-5 junto con la definición $H = 0,5J\omega_{m0}^2$ puede escribirse como:

$$\frac{2H}{\omega_{e0}} \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} = P_m^{pu} - P_e^{pu} \quad \text{Ec. 4-6}$$

donde el superíndice pu indica que las potencias mecánicas y eléctricas deben expresarse en p.u. de la calificación de la máquina síncrona. Por supuesto, es posible utilizar otra potencia de base que la calificación de la máquina en la Ec. 4-6, pero esto debe hacerse de manera consistente con respecto a la definición de H y al calcular los valores de potencia en el lado derecho. A continuación,

se asumirá, si no se establece explícitamente lo contrario, que se consideran los ángulos eléctricos y las velocidades angulares eléctricas y, en consecuencia, el índice e en el lado izquierdo de la Ec. 4-6 se puede omitir. También se asume que las potencias se expresan en la misma potencia base que H , y la p superíndice también se puede omitir en la Ec. 4-6. Por lo tanto, vamos a utilizar la siguiente forma de la ecuación de swing:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\theta}{dt^2} = P_m - P_e \quad \text{Ec. 4-7}$$

4.1.3 Análisis de la Ecuación de SWING

Antes de aplicar la ecuación de swing a un sistema específico, podría ser útil discutir brevemente los diferentes términos de la Ec. 4-7 y su influencia. Esto dará una idea de las relaciones fundamentales que rigen la dinámica durante las oscilaciones del rotor.

La diferencia entre la potencia mecánica introducida en la máquina y la potencia de salida eléctrica provocará un movimiento del rotor en relación con una rotación con velocidad angular constante ω_0 . Por lo tanto, es interesante discutir con cierto detalle cómo variarán P_e y P_m durante una oscilación del rotor.

La potencia mecánica P_m es en la mayoría de los casos proporcionada por una turbina hidráulica, de vapor o de gas. Esta potencia está determinada por la apertura de la compuerta de la turbina, y la constante de tiempo para cambiar la potencia mecánica es, en la mayoría de los casos, varios segundos. Hay diferentes razones por las que se debe cambiar la potencia mecánica. Para

cada generador hay un plan de despacho hecho para cada hora. Este plan está determinado por la carga esperada en el sistema de energía. Estos planes son a menudo el resultado de extensas optimizaciones de los recursos disponibles teniendo en cuenta la carga, los precios, el costo, etc. Las potencias de entrada mecánica se cambian de acuerdo con estos planes de despacho. Pero no es posible pronosticar exactamente el consumo de energía en el sistema. Además, los generadores podrían ser desconectados repentinamente debido a fallas, lo que resultaría en una escasez de energía en el sistema. Estos desequilibrios causarían una desviación de frecuencia en el sistema. Esta desviación de frecuencia se puede utilizar como una señal de entrada a los generadores seleccionados, lo que cambiará su potencia de entrada mecánica y, por lo tanto, su salida eléctrica, de modo que la desviación de frecuencia se reduzca a niveles aceptables, típicamente ± 0.1 Hz en sistemas interconectados. El controlador de frecuencia podría ser bastante rápido, pero dado que toma varios segundos cambiar la potencia mecánica P_m , tomará algún tiempo para que actúe el control de frecuencia. En general, se puede decir que $P_m = P_m(\theta)$ para aquellos generadores que están equipados con controladores de frecuencia, pero si se considera que el tiempo aumenta hasta algunos segundos, es una buena aproximación decir que $P_m = \text{constante}$, al menos para estudios y análisis de más naturaleza principal.

Como puede verse, la potencia depende del ángulo θ , y el ángulo del rotor se produce, por lo tanto, en ambos lados de la ecuación de oscilación. Esto se aplica a una máquina síncrona conectada a un bus infinito, pero también se puede demostrar que es el caso de sistemas más complejos con máquinas más

síncronas. En este último caso, la potencia eléctrica de una máquina determinada no solo dependerá del valor de su propio ángulo del rotor, sino también de los ángulos del rotor de otras máquinas. El resultado es, pues, un sistema de ecuaciones diferenciales acopladas.

Un análisis más detallado de la potencia eléctrica muestra que depende no solo de θ sino también de, es decir, de la velocidad angular relativa en comparación con un sistema de rotación síncrona. Esta contribución, que solo ocurre durante los transitorios, se debe a las corrientes inducidas en los circuitos del rotor, y tiende a amortiguar las oscilaciones. Un controlador de voltaje también podría contribuir a la potencia eléctrica dependiendo de $\dot{\theta}$.

Con bastante buena precisión, la potencia eléctrica se puede escribir como:

$$P_e = P_e(\theta, \dot{\theta}) = P_s(\theta) + P_d(\dot{\theta}) \quad \text{Ec. 4-8}$$

siendo P_s la potencia de sincronización y P_d la potencia de amortiguación

4.1.4 La Ecuación de SWING y sus Soluciones

Un completo análisis de estabilidad de un sistema de energía es una tarea extensa y complicada. Sin embargo, resulta que muchos de los fenómenos y mecanismos más importantes se pueden encontrar en sistemas muy simples, donde se pueden ver muy claramente. En sistemas grandes y complicados, a menudo es difícil distinguir los fenómenos fundamentales y decisivos de los más irrelevantes. Por lo tanto, es importante estudiar sistemas simples para obtener una visión y comprensión de los conceptos básicos, que se pueden utilizar en el análisis de sistemas más complejos. Este capítulo se centra en las

oscilaciones de potencia en el sistema simple de la Fig. 4-3. Este sistema puede ser un modelo de una máquina síncrona o un grupo de máquinas síncronas conectadas a un sistema más grande a través de una o más líneas eléctricas. La reactancia X_e en la Fig. 4-3 es una reactancia equivalente que incluye transformadores y líneas paralelas. Incluso si este sistema es simple, se requieren varias simplificaciones para obtener soluciones simples para el sistema.

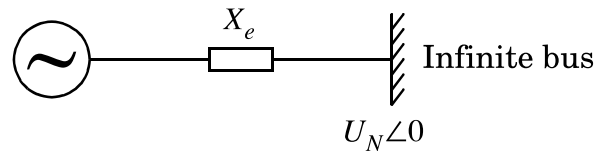


Fig. 4-3. Máquina Síncrona Conectada a Barraje Infinito.

Las soluciones a las ecuaciones de SWING del sistema simple en la Fig. 4-3 se analizarán y discutirán en esta subsección. A pesar de su simplicidad, se pueden extraer varias conclusiones importantes sobre la estabilidad angular en grandes sistemas de este ejemplo. Anteriormente, se han hecho una serie de simplificaciones y suposiciones, más o menos explícitamente, y en aras de la exhaustividad y la claridad, se resumen aquí:

- La máquina síncrona se modela como un campo electromagnético constante detrás de la reactancia transitoria X_d' . Se supone que el ángulo del campo electromagnético coincide con el ángulo del rotor.
- Las resistencias en líneas, transformadores y máquinas síncronas están deshabilitadas.

- Se supone que los voltajes y las corrientes son perfectamente simétricos, es decir, secuencia pura pura.
- La velocidad angular es cercana a la nominal.
- Se utilizan modelos estáticos para líneas.
- La potencia mecánica P_m , es decir, la potencia del motor primario, es constante durante el transitorio en estudio.

Además, se supone que el poder de amortiguación del sistema puede escribirse como:

$$P_d = D\dot{\theta} \quad \text{Ec. 4-9}$$

Un equivalente eléctrico a la Fig. 4-3 se muestra en la Fig. 4-4.

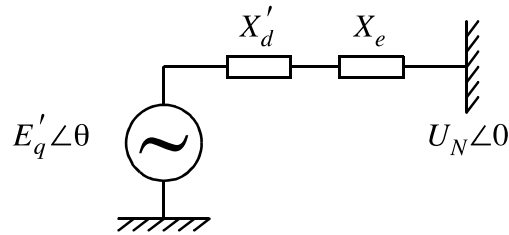


Fig. 4-4. Circuito Equivalente de una Máquina Síncrona Conectada a Barraje Infinito

Junto con los supuestos sobre la ecuación de SWING ahora se pueden formular como:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\theta}{dt^2} = P_m - P_e \quad \text{Ec. 4-10}$$

Con:

$$P_e = \frac{E'_q U_N}{X'_d + X_e} \text{sen}\theta + D\dot{\theta} \quad \text{Ec. 4-11}$$

Y:

$$P_m = P_{m0} = \text{constante} \quad \text{Ec. 4-12}$$

Considerando que:

$$P_{e,max} = \frac{E'_q U_N}{X_d + X_e} \quad \text{Ec. 4-13}$$

La Ec. 4-10 puede reescribirse así:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\theta}{dt^2} = P_{m0} - P_{e,max} \text{sen}\theta - D\dot{\theta} \quad \text{Ec. 4-14}$$

Que es la ecuación de oscilación completa del sistema simplificado con los supuestos introducidos.

4.1.4.1 Análisis Cualitativo

Para realizar un análisis cualitativo de las soluciones a la Ec. 4-14 se realizará una simplificación adicional, es decir, se descuida la amortiguación y, por lo tanto, D se establece en cero:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\theta}{dt^2} = P_{m0} - P_{e,max} \text{sen}\theta \quad \text{Ec. 4-15}$$

De importancia fundamental para un sistema no lineal son sus puntos de equilibrio, es decir, los puntos en el espacio de estados donde desaparecen todas las derivadas de tiempo. Para los puntos de equilibrio, el lado derecho

de la Ec. 4-15 es, por lo tanto, cero, lo que resulta en la siguiente ecuación para θ_0

$$P_{m0} = P_{e,max} \sin \theta \quad \text{Ec. 4-16}$$

La Fig. 4-5 muestra cómo P_e y P_m varían con el ángulo del rotor θ , y las siguientes conclusiones sobre los puntos de equilibrio se pueden extraer de esta figura:

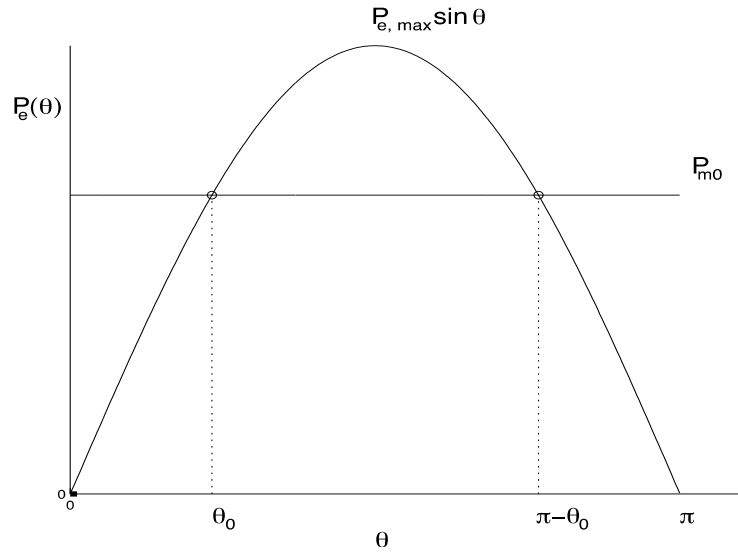


Fig. 4-5. El Diagrama Muestra la Variación de la Potencia Eléctrica y Mecánica para el Sistema Descrito.

- Si $P_{m0} < P_{e,max}$, hay dos puntos de equilibrio, es decir, θ_0 y $\pi - \theta_0$ para $0 \leq \theta \leq \pi$.
- Si $P_{m0} = P_{e,max}$, hay exactamente un punto de equilibrio $\theta_0 = \frac{\pi}{2}$ para $0 \leq \theta \leq \pi$.
- Si $P_{m0} > P_{e,max}$ no hay punto de equilibrio.

(El ángulo θ_0 está dado por $\theta_0 = \arcsen\left(\frac{P_{m0}}{P_{e,max}}\right)$)

Está claro que si $P_{m0} > P_{e,max}$, el sistema es inestable y el análisis adicional es superfluo. En este caso, el rotor se acelerará hasta que las protecciones disparen el generador y la turbina. Una condición necesaria para la estabilidad es que al menos un punto de equilibrio exista.

En el caso de $P_{m0} < P_{e,max}$, el punto de equilibrio $\theta = \theta_0$ es estable para (lo suficiente) pequeñas perturbaciones, lo que implica que si el sistema se aleja de θ_0 , la dinámica del sistema tiende a devolverlo a θ_0 . Esto se verifica mediante el siguiente razonamiento cualitativo:

Si el rotor ha sido acelerado de modo que $\theta > \theta_0$, el lado derecho de la Ec. 4-15 será negativo y el sistema se desacelerará y comenzará a retroceder a θ_0 (siempre que ω sea lo suficientemente pequeño). Correspondientemente, una desviación $\theta < \theta_0$ dará una aceleración para que vuelva a 0. (Como se ve en la Fig. 4-5, estos argumentos son válidos solo para desviaciones suficientemente pequeñas de θ_0 y $\omega = 0$). Se ve que si $\theta > \pi - \theta_0$ y $\omega \geq 0$, el sistema nunca volverá a $\theta = \theta_0$.

Para un vector de estado $[\theta \ \omega]^T$ en el espacio de estado bidimensional, o espacio de fase como a veces se hace referencia, que inicialmente está cerca de $[\theta \ \omega]^T = [\theta_0 \ 0]^T$, estará cerca de este punto para todo $t > 0$. Como en un sistema real, hay una amortiguación positiva (con suerte), por lo que la solución convergerá (asintóticamente) a $[\theta_0 \ 0]^T$. La región que se ha descrito anteriormente como cercana a $[\theta_0 \ 0]^T$ se llama la región de atracción de este punto de equilibrio, y la curva que separa esta región de los puntos que no

convergerán a $[\theta_0 \ 0]^T$, se llama la separatriz. Esta curva separa las soluciones estables e inestables entre sí.

Una discusión similar sobre el punto de equilibrio $\theta = \pi - \theta_0$ muestra que este punto es inestable.

Ahora se puede formular un criterio de estabilidad para el sistema en la Fig. 4-5:

- **Criterio de estabilidad:**

El sistema en la Fig. 4-5 es estable, es decir, la máquina síncrona no se saldrá del paso, si es después de una perturbación en la región de atracción del punto de equilibrio $[\theta_0 \ 0]^T$

El criterio anterior implica que el sistema debe haberse desacelerado de manera que $\omega = 0$ antes de que se alcance el punto $\theta = \pi - \theta_0$, de lo contrario, el generador se saldrá del paso. La discusión anterior ha revelado una serie de características importantes del sistema sin que ninguna ecuación haya sido resuelta. Las soluciones a la Ec. 4-15 no son fáciles de obtener analíticamente. Se ve que la Ec. 4-15 es la misma ecuación que describe un péndulo matemático, y las soluciones exactas están dadas por integrales elípticas. Por lo general, se estudia un péndulo matemático mediante sus ecuaciones linealizadas, pero no se puede obtener toda la información sobre la estabilidad de estas ecuaciones. Sin embargo, las ecuaciones linealizadas pueden proporcionar otros tipos de información útil.

En la siguiente sección se discutirá el comportamiento de las soluciones estables e inestables.

4.1.4.2 Soluciones Estables e Inestables

Con el fin de verificar las conclusiones extraídas de la discusión cualitativa anterior, las soluciones simuladas a la Ec. 4-15, es decir, para el sistema de la Fig. 4-3, se mostrará para algunos casos.

La perturbación considerada aquí es una falla de tres fases a tierra en una de las líneas cercanas al generador. Que la falla esté cerca del generador implica que la energía eléctrica durante la falla es cero. La línea defectuosa se desconecta mediante las protecciones de distancia, lo que hace que la reactancia X_e cambie cuando se elimine la falla. Al variar el tiempo de eliminación de fallas, se pueden obtener diferentes tipos de soluciones a la ecuación de oscilación.

El sistema se describe así por la siguiente ecuación

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\theta}{dt^2} = P_{m0} - P_{e,max} \sin\theta - D\dot{\theta} \quad \text{Ec. 4-17}$$

La potencia eléctrica es la siguiente: Pre-falla $P_{e,max} = 1.86 \text{ p.u.}$, post avería $P_{e,max} = 1.26 \text{ p.u.}$ y durante la falla $P_e = 0$. Las curvas de potencia antes y después de la falla se muestran en la Fig. 4-6, donde también la potencia constante de la turbina $P_m = 1 \text{ p.u.}$ es dibujado. Antes de la falla $\theta = 32.5^\circ$, que corresponde a la intersección izquierda entre $P_e = 1.86 \sin\theta$ y $P_m = 1$. Durante la falla, el rotor acelerará ya que $P_e = 0$ y, por consiguiente, $P_m - P_e > 0$. Cuando se borra la falla, la potencia eléctrica seguirá la curva $P_e = 1.24 \sin\theta$. Si el sistema es estable, se establecerá en el punto $\theta = 53.5^\circ$ que es la intersección izquierda entre $P_e = 1.24 \sin\theta$ y $P_m = 1$. Cuando el ángulo del rotor está entre 53.5° y $180^\circ - 53.5^\circ = 126.5^\circ$, que corresponde a la intersección correcta entre

$P_e = 1.24 \sin \theta$ y $P_m = 1$, luego $P_m - P_e < 0$ y el rotor decelerará. Si el rotor se mueve más allá de este punto, entonces $P_m - P_e > 0$ y el rotor acelerará y el sistema se volverá inestable. Se suele decir que el generador se sale de paso o pierde el sincronismo.

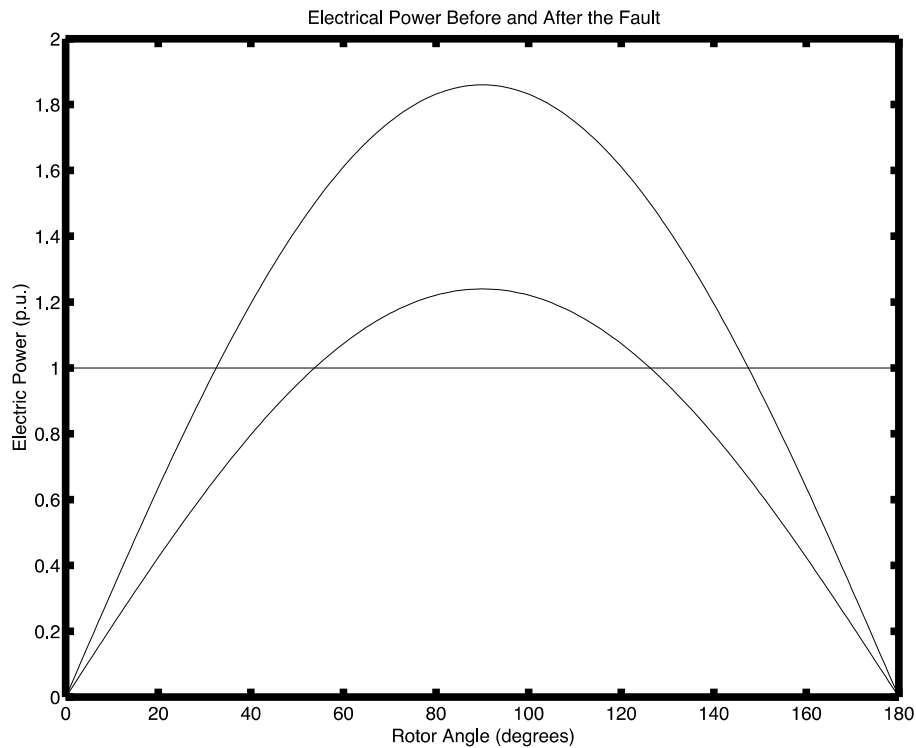


Fig. 4-6. La Potencia Eléctrica antes de la Falla, $P_e = 1.86 \sin$, después de la Falla, $P_e = 1.26 \sin$, y la Potencia Mecánica, $P_m = 1$, en Función del Ángulo del Rotor, θ

Cuanto mayor sea la duración de la falla, más se acelerará el rotor y mayor será el ángulo del rotor. Si la duración de la falla es demasiado larga, existe el riesgo de que el giro del rotor sea tan grande que pase el punto de equilibrio correcto y la máquina síncrona pierda el sincronismo. Para verificar y

demostrar esto, el sistema ha sido simulado para tiempos de remoción de fallas iguales a 4, 6, 6.5 y 8 ciclos. Los resultados de estas simulaciones se muestran en las Fig. 4-7 a Fig. 4-10, donde tanto las curvas de giro como los retratos de fase del sistema son exhibidos. El retrato de fase, o trayectoria de fase, es la trayectoria del sistema en el plano $(\omega \ \theta)$ durante el transitorio. La amortiguación D está ajustada a 0.02. El valor de la amortiguación determina qué tan rápido una solución estable convergerá a su punto de equilibrio, y este valor tiene una influencia menor en la primera oscilación directamente después de la falla.

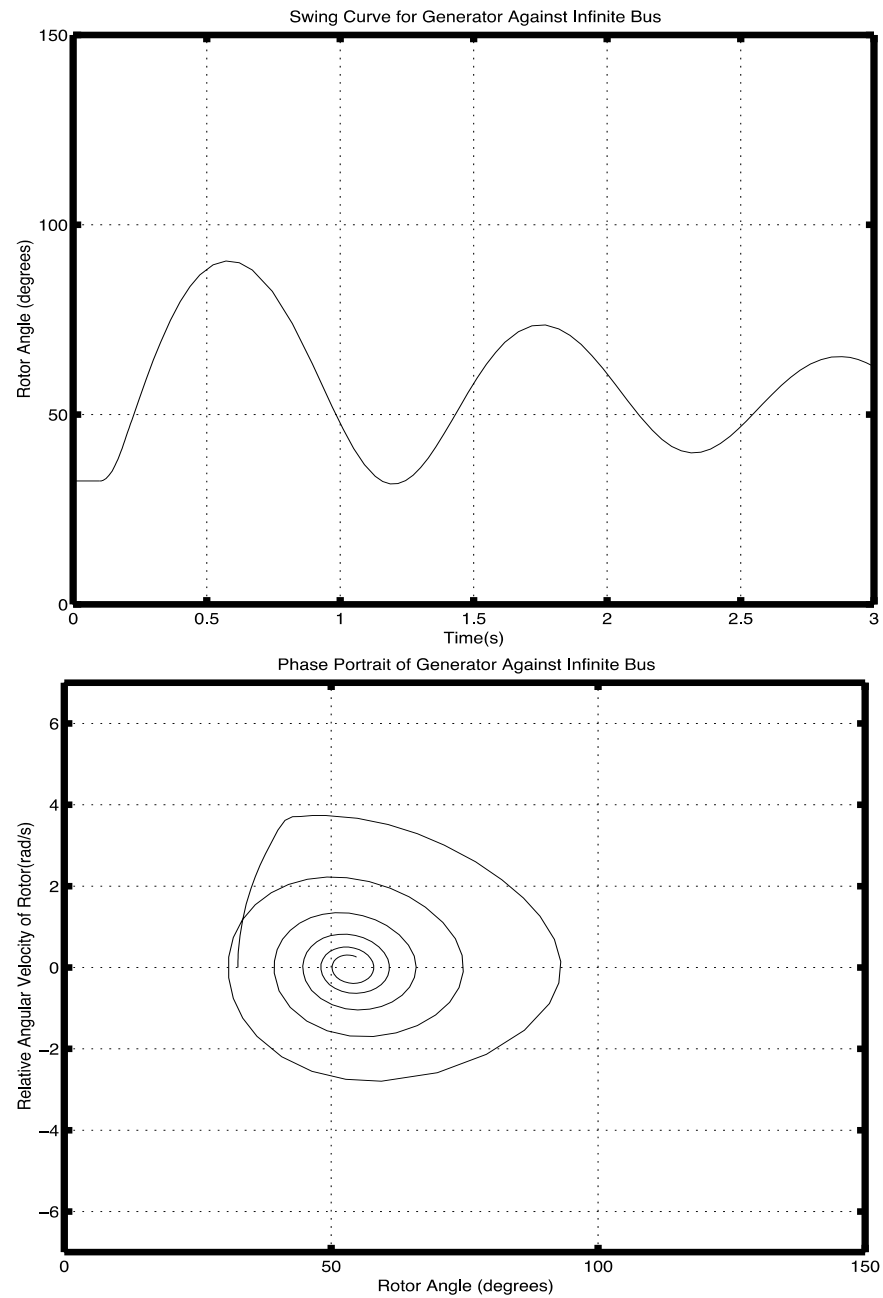


Fig. 4-7. Curva de Giro y Retrato de Fase para el Generador de Balanceo contra un Bus Infinito. Tiempo de Limpieza de Fallas = 4 Ciclos. Tiempo Crítico de Remoción de Fallas = 6 Ciclos.

Con un tiempo de eliminación de fallas de 4 ciclos, el sistema es claramente estable, consulte la Fig. 4-7. El ángulo máximo del rotor es $\approx 90^\circ$, lo que da un margen amplio al valor crítico de 126.5° . El sistema eventualmente convergerá al punto $\theta = 53.5^\circ$.

Si el tiempo de limpieza de fallas se incrementa a 6 ciclos, consulte la Fig. 4-8, el margen de estabilidad es mucho menor. El rotor gira hacia $\approx 120^\circ$ y está muy cerca del punto crítico donde comenzará a acelerar. Si el tiempo de resolución de fallas aumenta a 6.5 ciclos, se obtienen las curvas de la Fig. 4-9, y aquí el sistema es inestable. El generador no puede desacelerarse lo suficiente antes de llegar al punto crítico, pero pasa este punto y se acelera aún más y pierde el sincronismo. Este tipo de inestabilidad se llama inestabilidad de primer SWING. El retrato de fase en este caso muestra que el rotor está cerca de ser desacelerado antes de alcanzar el punto crítico, pero nunca alcanza un valor cero de ω . El tiempo anterior de eliminación de fallos, es decir, 6 ciclos, se denomina tiempo crítico de eliminación de fallos.

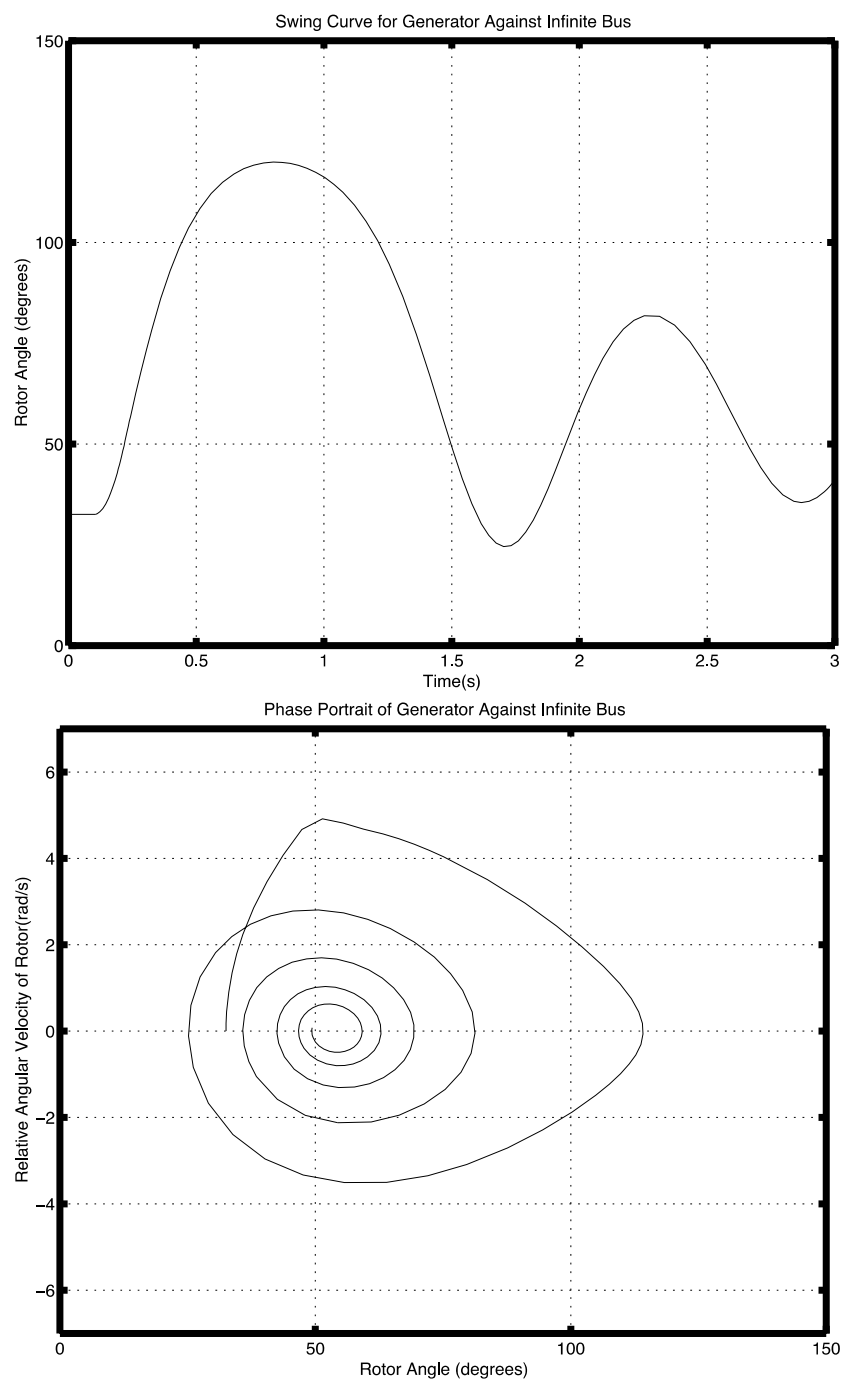


Fig. 4-8. Curva de Giro y Retrato de Fase para el Generador de Balanceo contra un Bus Infinito. Tiempo de Limpieza de Fallas = 6 Ciclos. Tiempo Crítico de Remoción de Fallas = 6 Ciclos.

El último caso muestra una simulación con el tiempo de resolución de fallas igual a 8 ciclos, consulte la Fig. 4-10. En este caso, el rotor se acelera durante tanto tiempo que pasa el punto crítico muy pronto. El período de desaceleración difícilmente se puede ver en la curva de oscilación. El retrato de fase también muestra que la desaceleración justo después de la eliminación de fallas es claramente insuficiente para estabilizar el sistema.

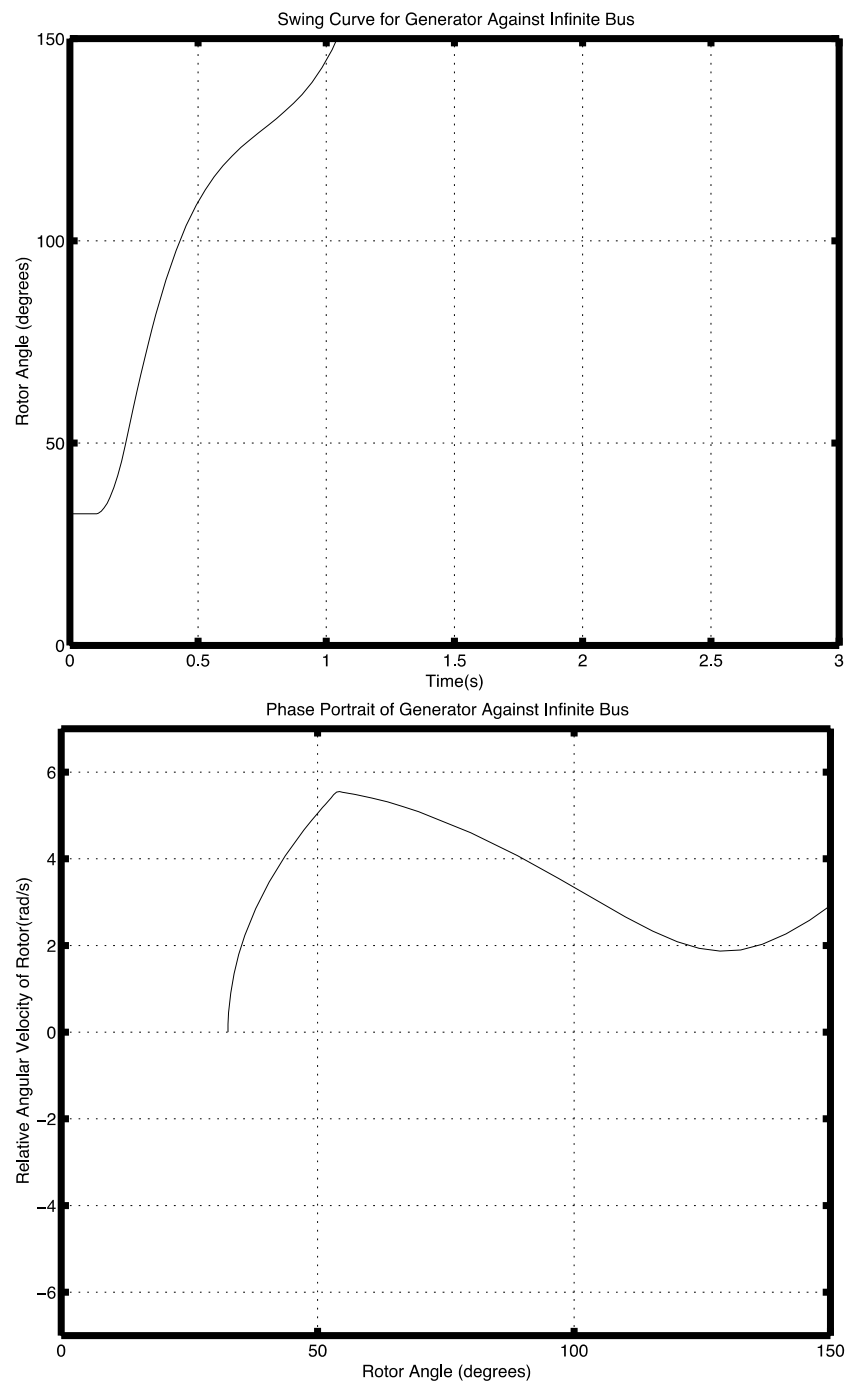


Fig. 4-9. Curva de Giro y Retrato de Fase para el Generador de Balanceo Contra un Bus Infinito. Tiempo de Limpieza de Fallas = 6,5 Ciclos. Tiempo Crítico de Remoción de Fallas = 6 Ciclos.

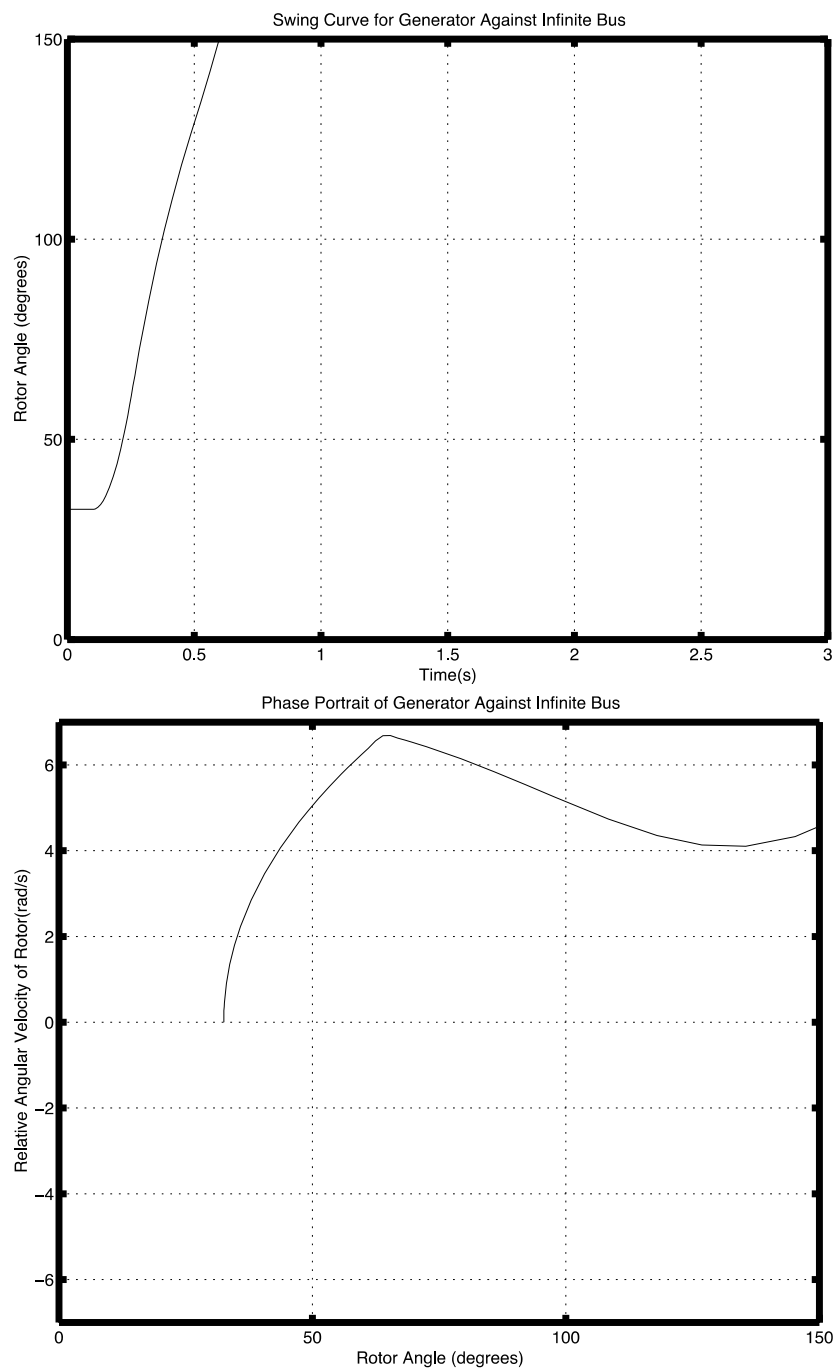


Fig. 4-10. Curva de Giro y Retrato de Fase para el Generador de Balanceo Contra un Bus Infinito. Tiempo de Limpieza de Fallas = 8 Ciclos. Tiempo Crítico de Remoción de Fallas = 6 Ciclos.

El análisis multimáquina de forma conectada ofrece ciertas dificultades. Es por lo anterior que se ha procurado la simplificación del modelo general de la máquina cuando se trata del análisis de una de ellas. El modelo simplificado es denominado modelo de *Single Machine Infinite Bus* o SMIB. Tal modelo permite centrar el análisis en la máquina y la forma como ésta se relaciona con el conjunto del sistema. Ahora, la simplificación surge porque se considera que la máquina simple no podría modificar drásticamente la tensión o el ángulo de la tensión del sistema. Así las cosas, el sistema al que se conecta la máquina se le atribuye la característica de ser un bus infinito idealizado al que están conectadas todas las centrales generadoras y las cargas del sistema eléctrico de potencia. La Fig. 4-11 ilustra la simplificación del sistema de potencia para el análisis de la máquina síncrona.

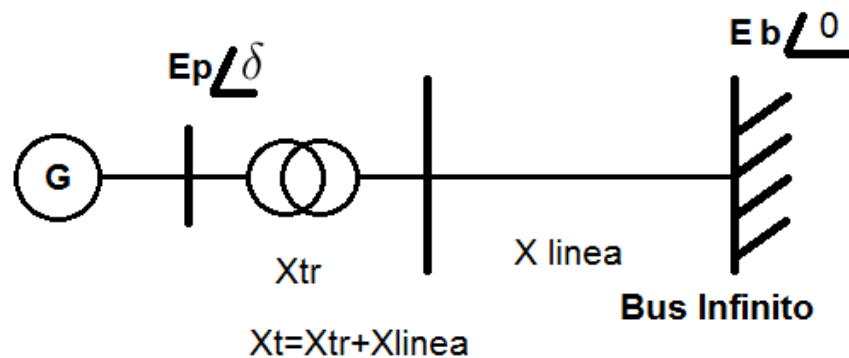


Fig. 4-11. Esquema del Sistema SMIB. Elaboración Propia.

Para avanzar en el modelamiento es preciso analizar el circuito del sistema SMIB que se ilustra en la Fig. 4-12.

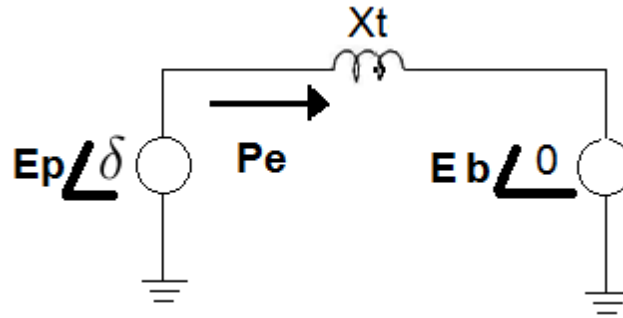


Fig. 4-12. Circuito Simplificado de la Máquina Síncrona en el Esquema SMIB. Elaboración Propia.

La ecuación de oscilación considera la aceleración en la máquina y establece que la responsable de esta aceleración es la diferencia entre el torque mecánico y el torque eléctrico así:

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_a \quad \text{Ec. 4-18}$$

$$T_a = T_m - T_e$$

Donde J es la inercia de la máquina; ω es la variación angular de la máquina; T_a hace referencia al torque acelerante; T_m es el torque mecánico ejercido por la turbina sobre el eje de la máquina; T_e es el torque eléctrico producido debido al freno en la máquina al circular corriente por la misma debido a la presencia de carga. Es claro que cuando el torque mecánico es igual al torque eléctrico entonces la máquina ni se acelera ni se frena. La máquina bien puede acelerarse por la disminución de carga, lo que implicaría que momentáneamente el torque mecánico fuese mayor que el torque eléctrico. Por otro lado, si la carga aumenta el torque acelerante se hace negativo implicando una reducción en la velocidad de la máquina.

Luego de la manipulación de los términos de la anterior ecuación, y con el

adecuado uso de factores de escala se obtiene la siguiente representación por unidad.

$$\frac{2H}{W_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_{mpu} - P_{epu} \quad \text{Ec. 4-19}$$

$$P_{epu} = \frac{E_p E_B}{X_t} \text{sen}(\delta)$$

Donde en la anterior relación: δ es el ángulo de referencia de la máquina con respecto al ángulo de la barra infinita P_{mpu} es la potencia mecánica ejercida por la turbina sobre el eje de la máquina en valor por unidad; P_{epu} es la potencia eléctrica en por unidad inyectada por el generador; E_p es la tensión en la máquina generadora; E_B es la tensión de la barra infinita; X_T es la impedancia equivalente de las líneas, transformador y lo existente entre la máquina generadora y la barra infinita. Cuando existen fallos en las líneas, este valor se ve afectado súbitamente. En el análisis de fallas este valor es el que cambia dentro de las simulaciones.

Así las cosas, si la entrada es la potencia mecánica y la señal de salida es el ángulo de la máquina que determina el flujo de potencia, podemos reescribir lo anterior de la siguiente forma:

$$\dot{\delta} = \omega$$

$$\dot{\omega} = \frac{W_0}{2H} P_{mpu} - \frac{E_p * E_b * W_0}{2 * X_t * H} \text{sen}(\delta) \quad \text{Ec. 4-20}$$

Reescribiendo lo anterior puede tenerse la siguiente representación:

Donde:

$$\delta = x_1$$

$$\omega = x_2$$

$$a = \frac{W_o}{2H}$$

$$C_f = E_p * E_b * W_0 2 * X_t * H$$

El modelo así descrito presenta el diagrama de fase que se ilustra en la Fig. 4-13 La simulación permitió verificar que efectivamente frente a entradas nulas, pero con condiciones iniciales diferentes de cero, el sistema oscila. La representación de las órbitas cíclicas se refleja en oscilaciones en el tiempo que se ilustran en la Fig. 4-14 y que se obtienen de simulink.

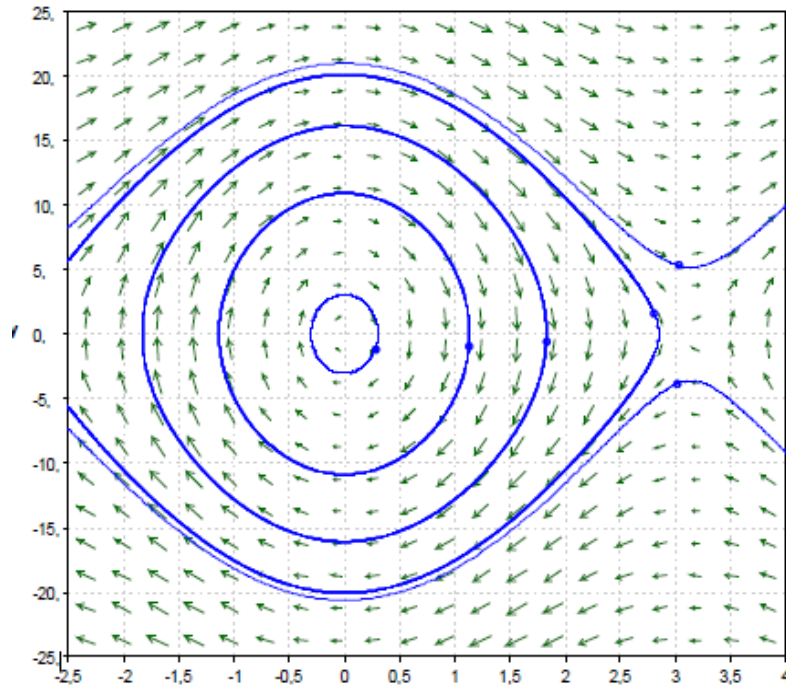


Fig. 4-13. Diagrama de Fase del Sistema Bajo Estudio. Sistema SMIB.

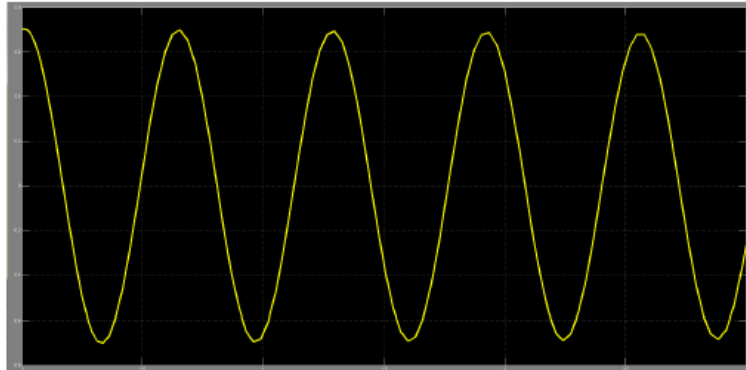


Fig. 4-14. Oscilaciones del Ángulo de la Máquina con Valores Diferentes de Cero para sus Condiciones Iniciales.

4.2 Control del Sistema SMIB Sin Retardos

- **Sistema SMIB Controlador con Backstepping:**

El control del flujo de potencia en los sistemas eléctricos ha sido tratado por algunos autores que enfocan su trabajo en técnicas para sistemas lineales, lo anterior por la necesidad de mantener márgenes de operación seguros y estables para los sistemas eléctricos [8]. El abordaje del problema siempre parte de la linealización de los sistemas alrededor de un punto de operación. Varias estrategias se presentan en [9] y son fundamentalmente técnicas no lineales.

El control de sistemas eléctricos recibe un tratamiento interesante en el artículo de Jain en 1993, [10]. En él, el autor emplea control adaptivo no lineal basado en Feedback Linearization marcando así la pauta para desarrollos posteriores que motivan el uso de técnicas no lineales y

análisis sofisticado de estabilidad de los sistemas eléctricos. En [11], Wang et al plantean la posibilidad de usar realmente el uso de controladores no lineales mediante el empleo de Direct Feedback Linearization en el control de la excitación y de la potencia mecánica de las máquinas generadoras. En tal artículo los resultados que se exponen dan cuenta de las posibilidades del control no lineal. Los resultados se hacen basados en simulaciones donde se modela una máquina generadora conectada a una barra infinita. Hasta aquí los autores, aunque usan modelos no lineales, mantienen moderada la complejidad del problema dado que se emplean las técnicas sobre sistemas simplificados de máquina infinita y bus infinito.

Didier Georges y sus colaboradores en Grenoble empiezan a efectuar combinaciones de la metodología no lineal y las clásicas estrategias de control de tensión, [12]. El propósito de su trabajo es mejorar la estabilidad transitoria y la regulación de los niveles de tensión. Para conseguir este objetivo usan de forma conjunta la estrategia de Backstepping junto con AVR. Los resultados obtenidos con Backstepping y sus combinaciones superan enormemente a los ofrecidos por el uso de Direct Feedback Linearization aún combinado con otras técnicas clásicas. Este artículo es quizá el primero en emplear la técnica de control no lineal objeto de estudio en sistemas eléctricos de potencia.

Algunos otros trabajos posteriores aportan en la medida que involucran mayores descripciones de las características de las señales de control

para el sistema SMIB, [13]. Se destacan particularmente los trabajos que Feliachi y Karimi efectuaron conjuntamente con Choudry, pues abren las posibilidades del empleo de la técnica en mención en aplicaciones sofisticadas como lo son: control de sistemas multimáquina y control de dispositivos de flujos de potencia mediante SVC. Es una nota importante dado que la complejidad del problema multimáquina se empieza a tratar casi 8 años después de la aparición del artículo de Georges en 2001. El alcance de aquel trabajo no llega al análisis multimáquina, sin embargo, se efectuó el acercamiento a los desarrollos hecho en éstos artículos, [14]- [15].

- **El Diseño de la Estrategia:**

Lo que se pretende es encontrar los valores de potencia mecánica (señal de entrada u) que permitan hacer que el flujo de potencia desde el nodo Slack hasta la barra infinita se comporte de la forma que se desea. Nuevamente el sistema puede mostrarse como sigue:

$$\dot{x}_1 = x_2 \quad Ec. 4-21$$

$$\dot{x}_2 = au - Cfsen(x_1) \quad Ec. 4-22$$

En el sistema anterior, las constantes expuestas toman los valores del documento [12]

$$E_p = 1,05 \quad Ec. 4-23$$

$$E_b = 1 \quad Ec. 4-24$$

$$W_0 = 314,159 \quad \text{Ec. 4-25}$$

$$X_t = 0,4 \quad \text{Ec. 4-26}$$

$$H = 4 \quad \text{Ec. 4-27}$$

$$a = \frac{W_0}{2 * H} \quad \text{Ec. 4-28}$$

$$C_f = \frac{E_p * E_b * W_0}{2 * X_t * H} \quad \text{Ec. 4-29}$$

Ahora, para que el sistema mantenga la forma estándar con la que se desarrolló la metodología hacemos un cambio de variable como sigue:

$$\bar{u} = au - \varphi(x_1) \quad \text{Ec. 4-30}$$

Con valores así:

$$\varphi(x_1) = C_f \sin(x_1) \quad \text{Ec. 4-31}$$

Así, el sistema toma la siguiente forma:

$$\dot{x}_1 = x_2 \quad \text{Ec. 4-32}$$

$$\dot{x}_2 = \bar{u} \quad \text{Ec. 4-33}$$

Puede verse aquí que $f(x_1)$ no tiene un valor. Ahora, redefiniendo las variables para efectuar seguimiento debemos considerar lo siguiente:

$$\varepsilon = y - y_d \quad \text{Ec. 4-34}$$

$$y = x_1 \quad \text{Ec. 4-35}$$

$$\varepsilon = x_1 - y_d \quad \text{Ec. 4-36}$$

De esta forma las ecuaciones de control Ec. 4-37 a Ec. 4-41 toman la

nueva forma así:

$$u = \alpha(\dot{z}_1) - \varepsilon - k_2 z_2 \quad \text{Ec. 4-37}$$

$$\alpha(z_1) = -f(e) - k_1 z_1 = -k_1 z_1 \quad \text{Ec. 4-38}$$

$$z_2 = x_2 - \alpha(z_1) \quad \text{Ec. 4-39}$$

$$z_1 = \varepsilon \quad \text{Ec. 4-40}$$

$$\varepsilon = x_1 - y_d \quad \text{Ec. 4-41}$$

- **Implementación del Esquema de Control:**

Básicamente se tomaron los valores que se presentan sobre el sistema no lineal implementado en Simulink. La Fig. 4-15 muestra la implementación en Simulink.

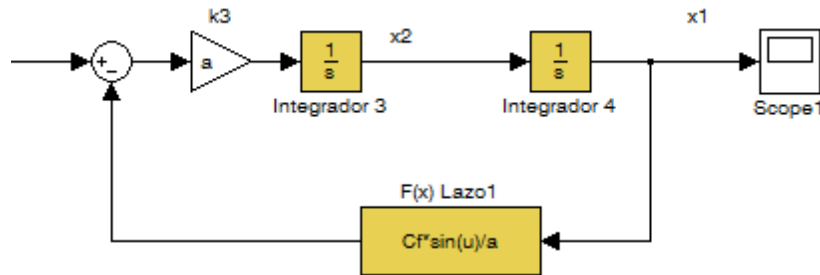


Fig. 4-15. Sistema SMIB no Lineal Implementado en Simulink.

Para tal sistema se implementó un control PID que permitía garantizar estabilidad, aunque el comportamiento no fuera el mejor. Las simulaciones se efectuaron considerando el siguiente escenario:

- Cambio de potencia transmitida desde el generador hacia el bus infinito.
- Falla en las líneas que conducen la energía.

El ángulo de la máquina es el que permite modificar la cantidad de potencia que se entrega al sistema. Esta acción es necesario en momentos de cambios en el consumo de energía o al momento que se presentan fallas en generadores y el generador objeto de estudio es quien tiene que participar en el control de generación. La pretensión es encontrar una señal de potencia mecánica que permita mover el ángulo representado por x_1 y que siga la referencia deseada al pasar de $45,85^\circ$ hasta $57,29^\circ$. Para el caso del control PID se tomaron las siguientes consideraciones:

- Cambio de potencia mecánica: $T_p = 7s$.
- Falla: $T_f = 35s$.

Para efectuar la simulación se consideró el cajón Step como la referencia que pretendía llevar de $45,85^\circ$ hasta $57,29^\circ$ el valor del ángulo $\delta = x_1$, como se observa en la Fig. 4-16. La perturbación debida a la falla es un cambio en parámetros que fue simulado mediante el cajón Step3 que ingresa en $T_f = 35s$.

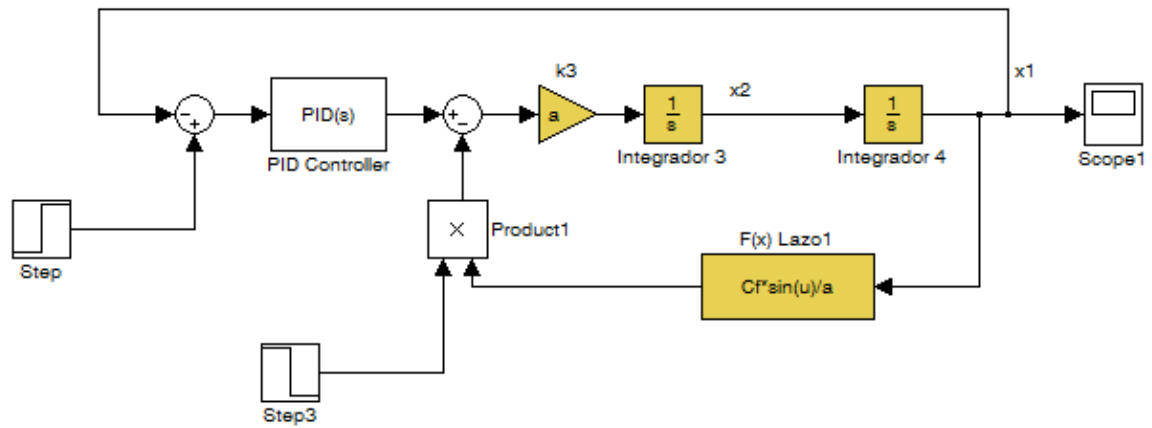


Fig. 4-16. Sistema SMIB Controlado con PID.

La Fig. 4-17 muestra el resultado de la simulación efectuada usando el control PID. El eje horizontal tiene valores en segundos y el eje vertical mide la apertura angular en radianes. Nótese que a los 7 segundos se presenta una variación de la señal debida a la variación de la referencia que busca cambiar el ángulo de separación de los sistemas. Por otro lado, en tiempo 35 segundos se percibe el efecto de la falla que cambia los valores de parámetros. Puede notarse que el control PID no logra llevar la señal a $x_1 = 1\text{rad} = 57,29^\circ$. Puede notarse en la misma gráfica que las oscilaciones son prolongadas y que en el caso del cambio de referencia que se presenta a los 7 segundos, la señal logra alcanzar un estado estacionario a los 28 segundos de haber iniciado el cambio de referencia; aun así, ésta señal no alcanza el valor de referencia pues se estabiliza en 0.89 radianes con $e_{ss} = 11\%$. Al momento de presentarse la leve falla a los 35 segundos puede notarse que el valor de estado estacionario cambia, lo que es lógico y también se presentan excursiones

de la apertura angular en porcentaje de 9%. En este caso se estabiliza cerca de los 20 segundos.

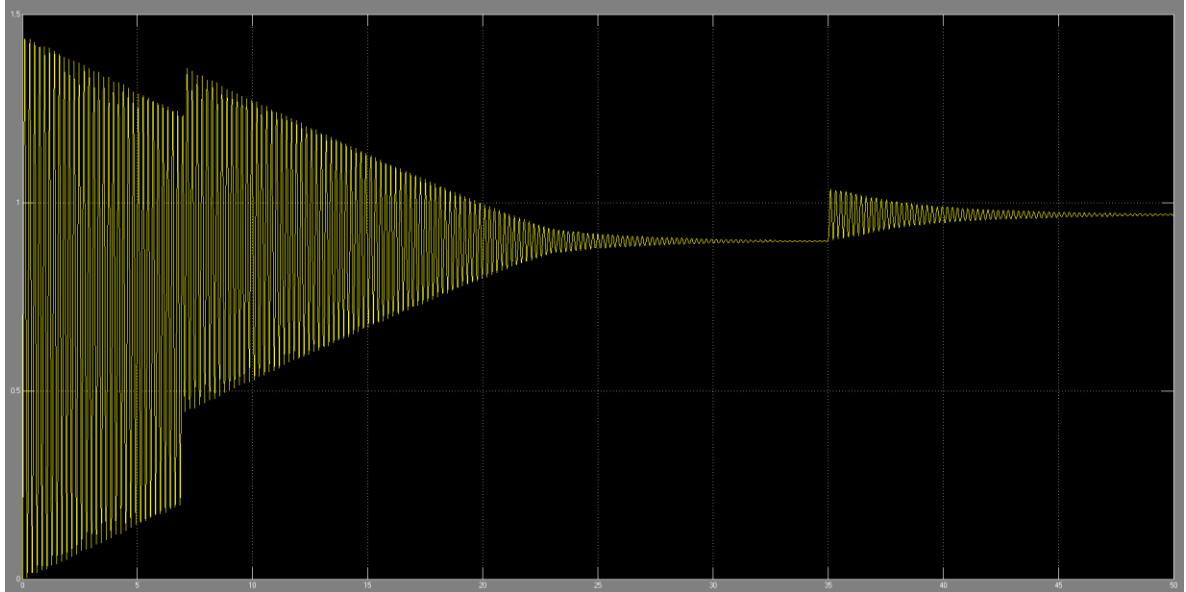


Fig. 4-17. Comportamiento de la Señal de Salida en el Sistema SMIB.

Se implementa luego el esquema *Backstepping* en la forma de *tracking* para hacer seguimiento a la señal de referencia que se pretende exigir al sistema. La Fig. 4-18 muestra la implementación efectuada en simulink y que incluye la ley de control para el seguimiento. En este caso el cajón *Step1* modela la señal de referencia y el cajón *Step2* modela la variación paramétrica.

En este caso los tiempos se modificaron dado que las oscilaciones eran menores. El $t_p = 1s$ y el $t_r = 3s$. La Fig. 4-19 muestra de forma comparativa la señal de referencia (línea amarilla) y la señal controlada (línea violeta). Puede notarse la presencia de ciertos errores en los valores de estado estacionario, así como la ausencia de oscilaciones. Nótese de igual forma que al momento de presentarse la falla (a los 3 segundos), no se presentan oscilaciones. Puede afirmarse de alguna forma que este tipo de control ofrece mejores características para efectos del control de la potencia mecánica. Existe un error de estado estacionario que según se analiza puede disminuir con el aumento de los valores de las constantes $k_1 = k_2$. La Fig. 4-20 muestra el comportamiento de la señal de salida con ganancias de valores mayores. Puede notarse la reducción del error de estado estacionario. El comportamiento en el momento de la falla también refleja que el controlador no lineal es adecuado para este sistema SMIB.

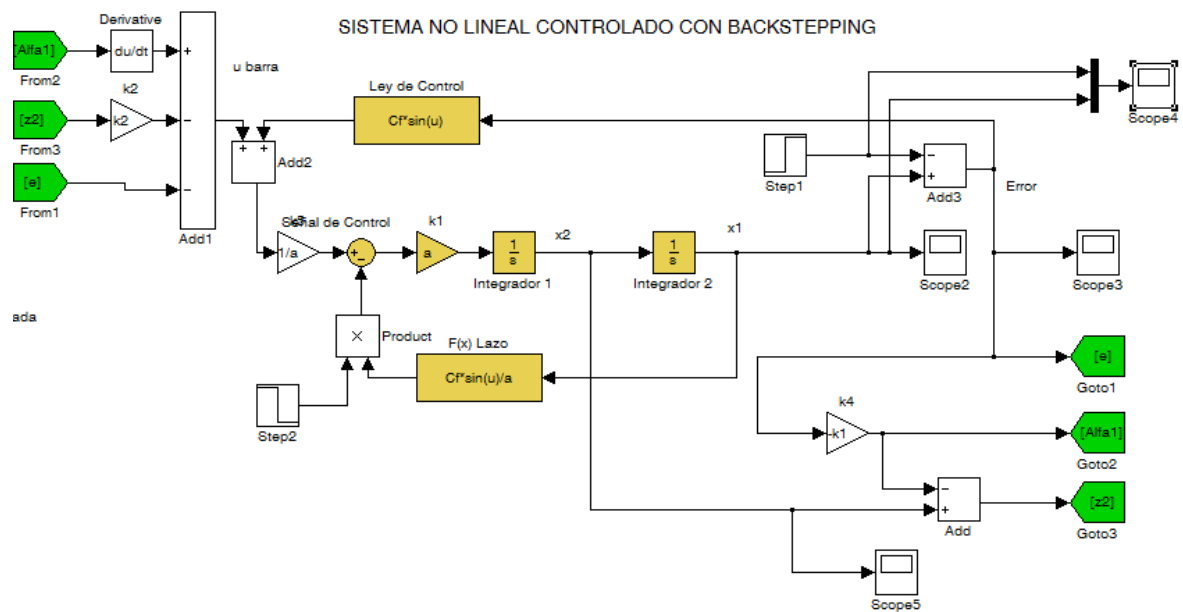


Fig. 4-18. Figura de la Implementación del Backstepping en Simulink.

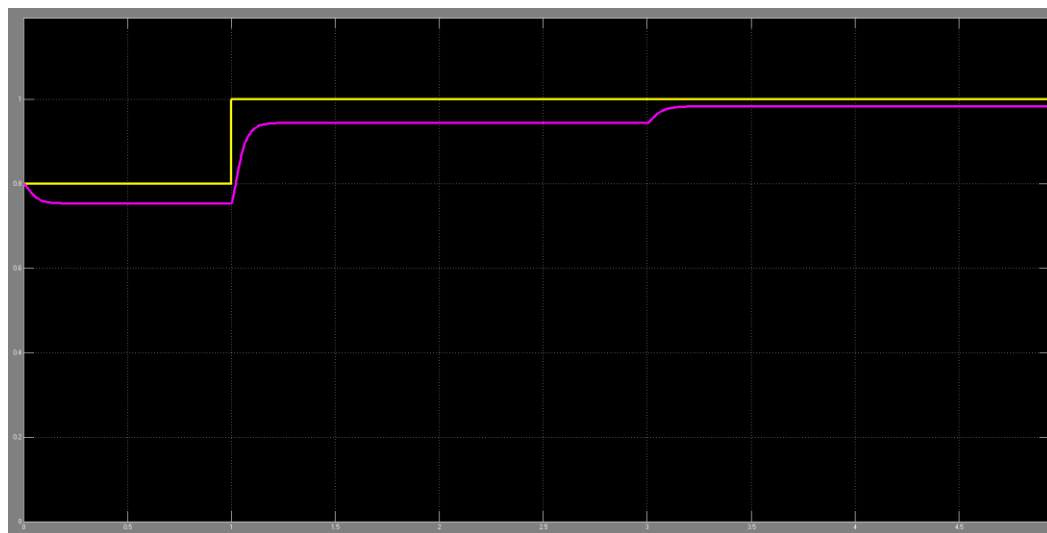


Fig. 4-19. Señal en el Tiempo del Comportamiento de la Salida Controlada por Backstepping con $k_1=k_2=20$.

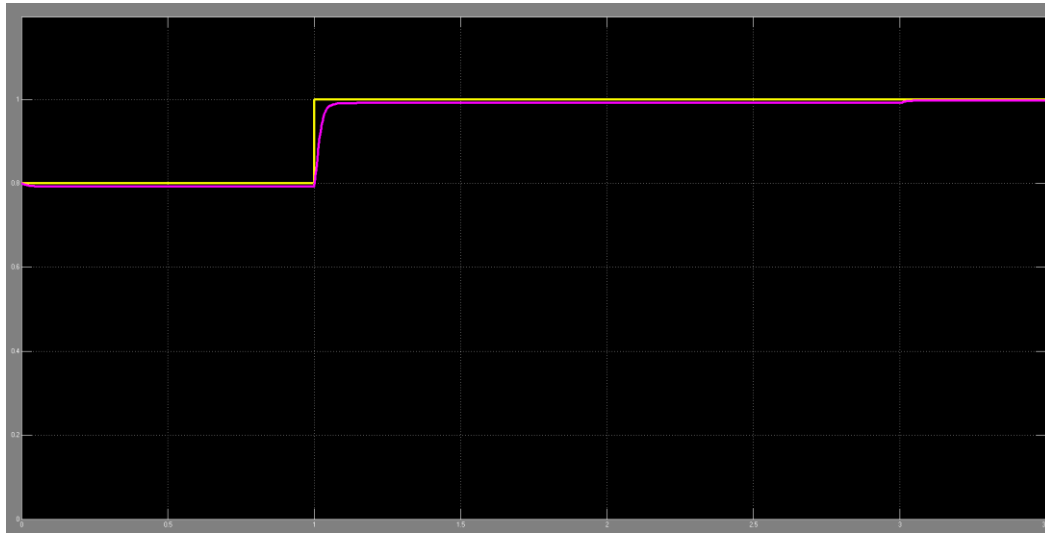


Fig. 4-20. Señal de Salida con Valores $k_1=k_2=20$.

Se incluyó el valor de saturación para la potencia mecánica de manera que pudieran mejorarse las condiciones de límite de potencia debida a turbinas. Lo anterior implicó una desmejora sustancial en el comportamiento del ángulo de la máquina. Como se observa en las Fig. 4-21 y Fig. 4-22

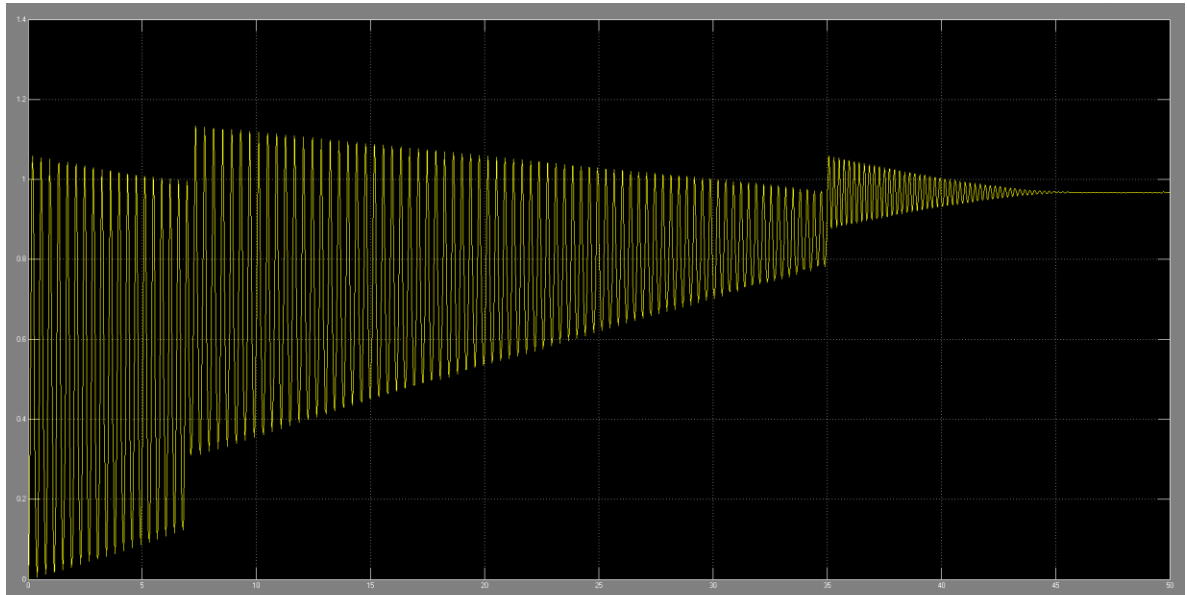


Fig. 4-21. Comportamiento del Control PID con Señal de Control Saturada.

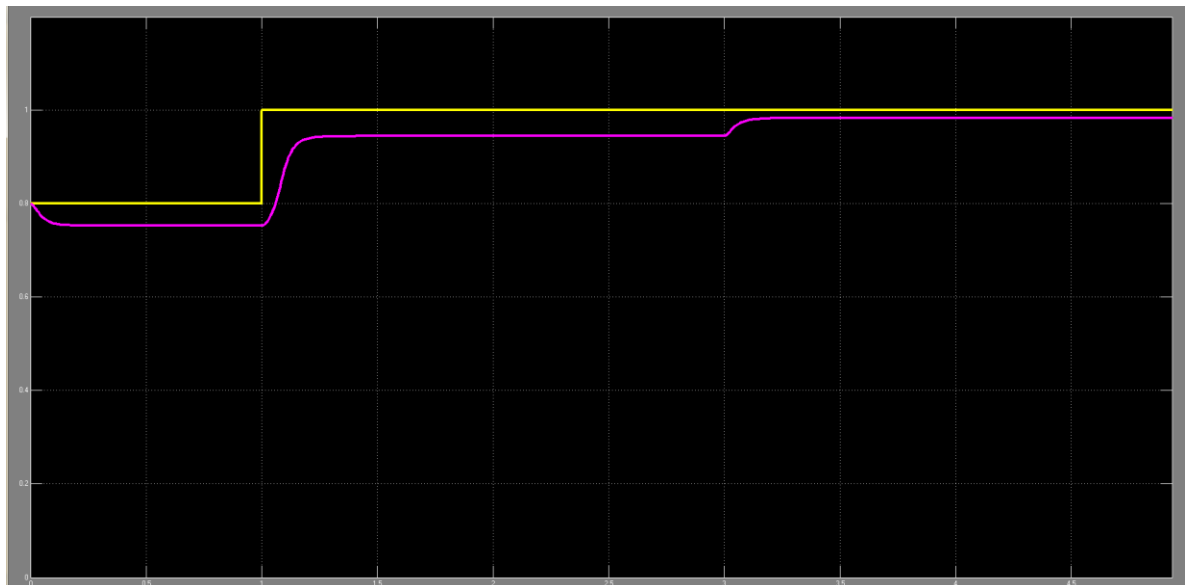


Fig. 4-22. Comportamiento del Control Backstepping con Señal de Control Saturada.

4.3 Control del Sistema SMIB Con Retardos

Las redes de comunicación se modelan como sistemas de retardo de tiempo debido a los retrasos de propagación inherentes. Estos retrasos son cruciales para la estabilidad del sistema, y pueden modelarse matemáticamente en el dominio de la frecuencia, como:

$$f(t) \leftrightarrow F(s)$$

Ec. 4-42

$$f(t - \tau_d) \leftrightarrow e^{-\tau_d s} F(s)$$

En la Fig. 4-23, la señal de salida en el sistema SMIB, señal $y(t + \tau_d) | t$, se denomina salida rápida; Es decir, la potencia eléctrica transferida al bus infinito. A continuación, se mide la potencia eléctrica y se envía a través del sistema de comunicación al centro de control, ubicado en el bus del generador. Esta señal medida llega con un retardo τ_d (señal retardada) que se considera constante en los cálculos. La señal en el centro de control, la salida retardada, se denomina $y(t|t) = y(t)$.

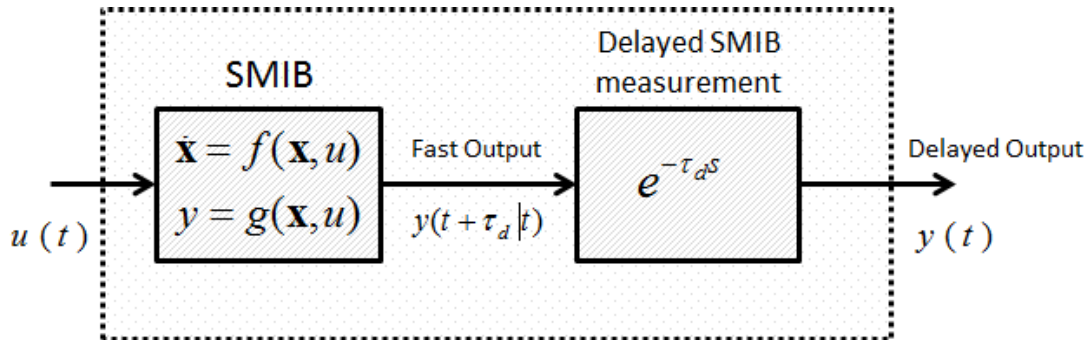


Fig. 4-23. Esquema del retraso de SMIB.

El propósito del predictor clásico de Smith es obtener una predicción precisa de la salida rápida que utilizará el esquema de control. El predictor de Smith requiere tanto el modelo matemático del sistema como el retardo aproximado que muestra la Fig. 4-24. muestra el esquema del predictor de Smith propuesto. Las variables, funciones y parámetros con subíndice pm están asociadas al modelo matemático utilizado dentro del bloque de predicción de Smith, por lo que la predicción está asociada al modelo físico.

Las variables marcadas con el circunflejo son las variables estimadas. La salida del predictor de Smith es la salida rápida estimada, que se representa mediante la expresión $\hat{y}(t + \tau_{pm} | t)$. el error calculado en el predictor permite el ajuste del valor de salida rápido estimado. Si el modelo matemático del predictor de Smith, que se denota en la Fig. 4-24 con el subíndice pm, representa correctamente el sistema real, el error tenderá a cero. En otras palabras, el predictor de Smith puede calcular la potencia eléctrica en el bus infinito sin demora, aunque las mediciones llegan al centro de control con cierta demora.

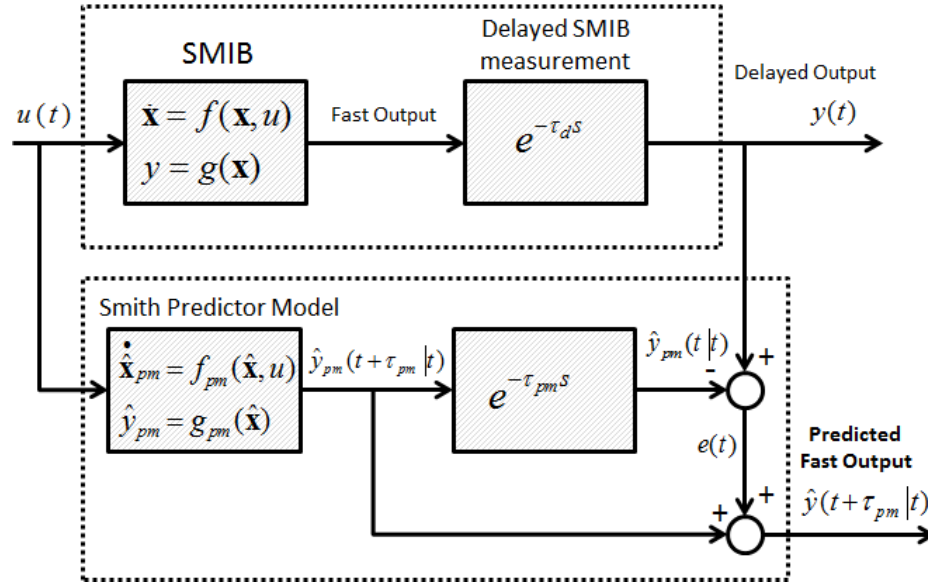


Fig. 4-24. Esquema de Predicción de Smith

- **Predictor de Smith basado en Control de Retroceso.**

El predictor de Smith basado en el control de retroceso aplicado a la máquina infinita única se resume en el diagrama de bloques presentado en la Fig. 4-25.

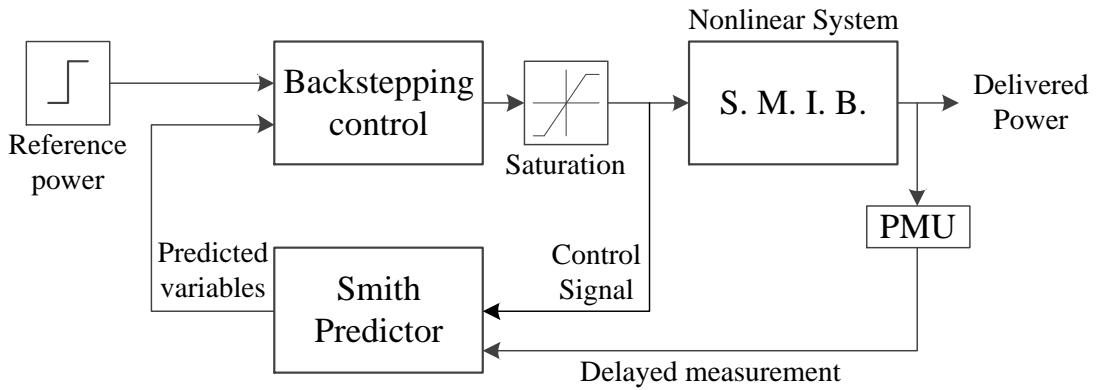


Fig. 4-25. Control de Retroceso Basado en el Predictor de Smith Aplicado a SMIB.

Según la Fig. 4-25, la potencia eléctrica en el bus infinito se mide en tiempo real y se envía al centro de control; esta señal retardada es recibida por el

bloque Smith junto con la señal de control producida localmente en la unidad generadora; luego, predice el valor de las variables de estado x_1 y x_2 . Son los estados no retrasados del sistema o rápidos, de la misma manera que la salida no retardada se denominó salida rápida en la Fig. 4-24. Estas variables alimentan el bloque de control de retroceso, que produce la señal de control para el generador.

El predictor Smith implementado considera que el retardo τ_d es constante y conocido, y el modelo no lineal del sistema es conocido. Algunos autores, como, modelan el retraso utilizando un aproximante de Padé; sin embargo, este modelo no permite incluir todos los efectos desestabilizadores causados por los retrasos.

El control de retroceso funciona con las señales emitidas por el predictor de Smith (control de retroceso basado en el predictor de Smith), y el esquema controla un sistema no lineal mediante el uso de una estrategia no lineal y reduce el impacto causado por los retrasos en la comunicación.

Las simulaciones se realizan para el modelo no lineal del sistema de alimentación de bus infinito de una sola máquina de la Fig. 4-21. Los parámetros de la máquina y la red son: $E_p = 1.05$ p.u., $E_b = 1$ p.u., $\omega_0 = 314.159$ rad / s, $X_t = 0.4$ p.u. , $H = 4$ s, $a = \omega_0 / (2 \cdot H)$, $C_f = (E_p \cdot E_b \cdot \omega_0) / (2 \cdot X_t \cdot H)$.

Los retrasos se modelaron exponencialmente, y los valores constantes que cumplen con las restricciones de Lyapunov se seleccionaron como $k_1 = k_2 = 20$, después de un análisis de varios valores.

En el caso de estudio se consideró una secuencia de referencia cambiante. En

la primera etapa la referencia de potencia se establece en 0.8978 pu; más tarde, en el tiempo $t = 2$ s, la referencia de potencia toma el valor de 1.1094 pu. Además, se compararon dos esquemas de control, el control de retroceso clásico y el control de retroceso basado en el predictor de Smith. Los esquemas de control se implementaron inicialmente sin considerar retrasos; entonces, se consideró un retraso de 10 ms, 25 ms y 31 ms. Para mayores retrasos, las señales del control de retroceso clásico no estaban limitadas.

La Fig. 4-26 a la Fig. 4-29 muestran la señal de referencia y la señal de salida cuando se usa el control de retroceso clásico. Además, muestra la señal de salida cuando se implementa el control de retroceso basado en el predictor de Smith (BSP).

Cuando no se consideran los retrasos, la señal de salida del control de retroceso clásico es la misma que en el BSP (Fig. 4-26); Además, el control de retroceso clásico parece funcionar correctamente cuando se considera un retraso de 10 ms (Fig. 4-27), y la salida es similar a la de BSP.

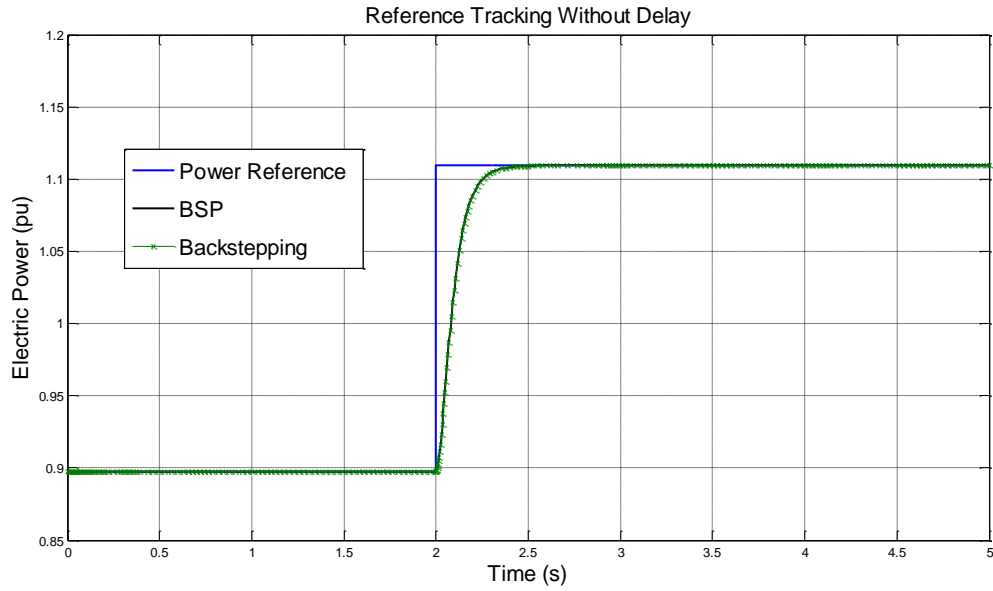


Fig. 4-26. Referencia de Seguimiento con Backstepping Clásico y BSP. Sin Retrasos.

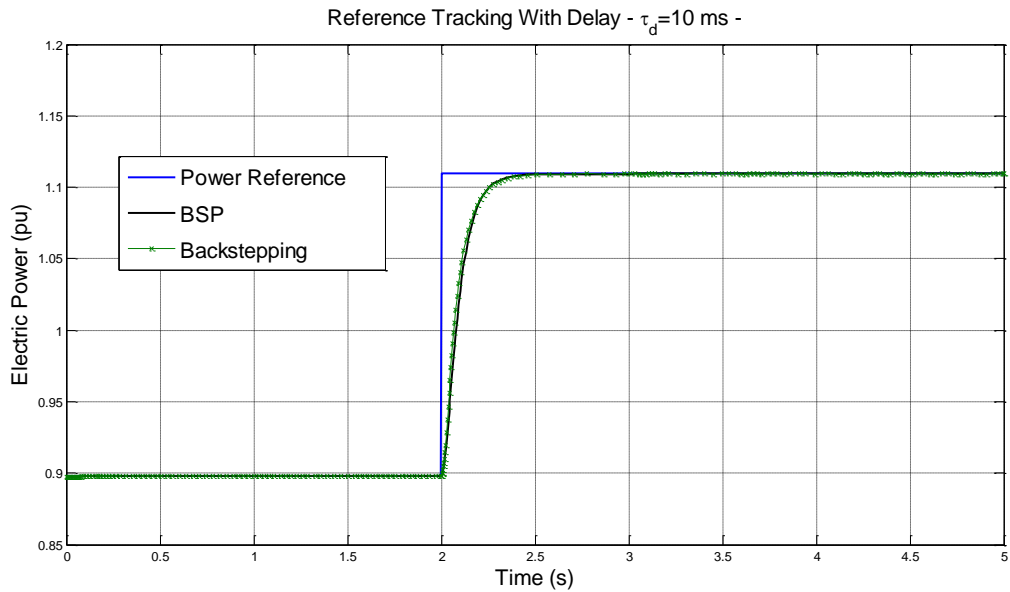


Fig. 4-27. Backstepping Clásico y Seguimiento de Referencia BSP. Tiempo de Retardo 10ms.

La Fig. 4-28 muestra que bajo un retraso de 20 ms, las oscilaciones de la señal de salida en el control de retroceso clásico aumentan en el momento en que

cambia la referencia; sin embargo, se humedece correctamente después de 1 segundo.

Cuando los retardos aumentan, la señal de salida del control de retroceso clásico es altamente oscilante (Fig. 4-29); por el contrario, el retardo no afecta la señal de salida del control de retroceso basado en el predictor de Smith, y la salida se amortigua y sigue la trayectoria de referencia. En conclusión, la Fig. 4-28 y la Fig. 4-29 muestran que la inclusión del predictor de Smith en el esquema de control mejora las señales de salida cuando el control se implementa en sistemas con señales retardadas.

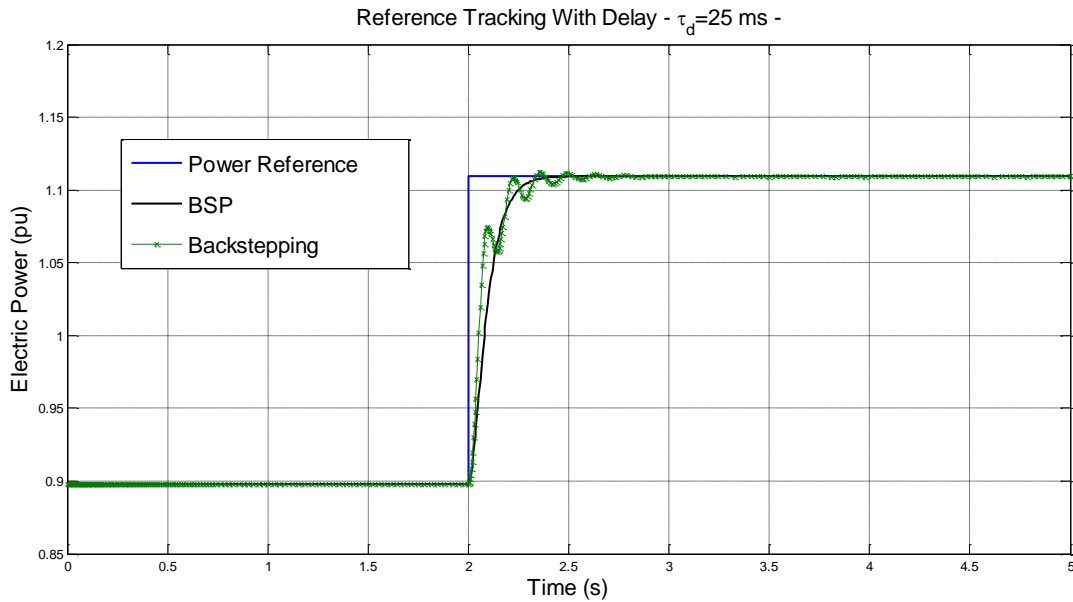


Fig. 4-28. Backstepping Clásico y Seguimiento de Referencia BSP. Tiempo de Retardo 25ms.

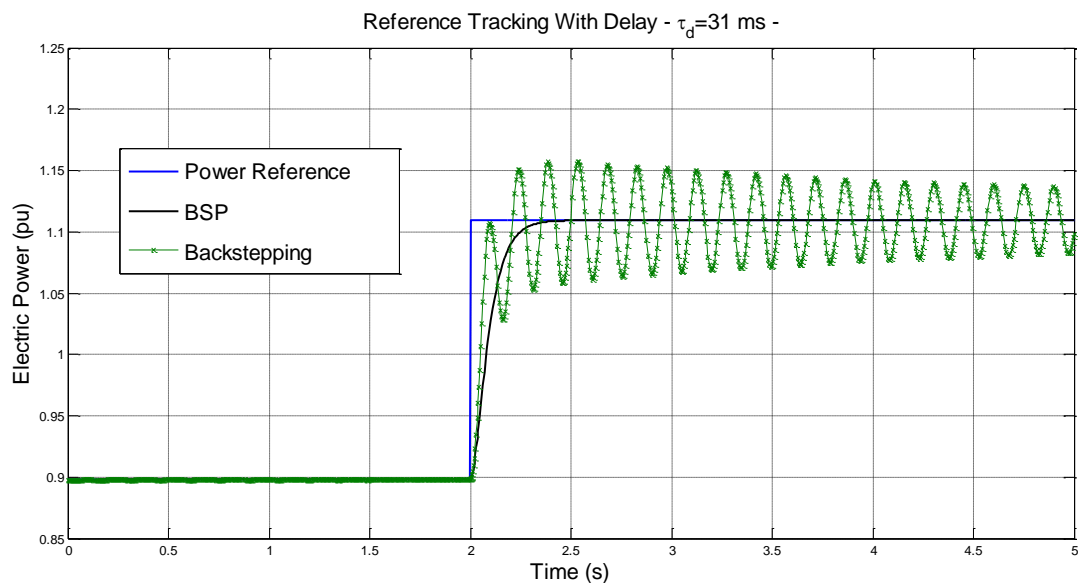


Fig. 4-29. Backstepping Clásico y Seguimiento de Referencia BSP. Tiempo de Retardo 31 ms.

5

Discusiones y Conclusiones

En la implementación para el control del sistema SMIB fue necesario incluir un paso adicional para poder obtener la forma estándar del Integrator Backsteppingtext. Éste paso consistió en el cambio de u por $\bar{u} = au - \varphi(x_1)$. Así mismo, los requerimientos del sistema de control exigían la necesidad de seguir un valor de $\delta = x_1$ pues de ésta forma se define la potencia que se transmite desde la máquina generadora hacia la barra infinita.

Los resultados de la implementación muestran la gran capacidad del control implementado. Contrario a lo sucedido con el control PID que presentaba oscilaciones extremas, el control no lineal operó sobre el sistema y estabilizó así como eliminó oscilaciones indeseadas en el comportamiento del ángulo. Las simulaciones muestran, por ejemplo, excursiones demasiado grandes del ángulo. Éstas enormes implicaciones, aunque pueden verse en la simulación, no son realistas pues una excursión tan grande en el ángulo en un sistema real

lo conduce directamente al colapso o al apagado de la máquina. El control no lineal implementado es capaz de evitar las oscilaciones y por tanto garantiza la estabilidad del mismo.

En lo que tiene que ver con la respuesta a falla. El esquema de control pudo responder adecuadamente a la perturbación producida por la falla línea a tierra simulada. Ésta posibilidad garantiza la robustez del esquema implementado frente a variación paramétrica del sistema. Adicional a lo anterior, cabe mencionar que el valor de los parámetros de las constantes k_1 y k_2 determinan errores de estado estacionario en el seguimiento de señales. En la sección de ejemplos de seguimiento se logra hacer evidente que las señales mantienen un error que se hace más pequeño en la medida en que los valores de las constantes se hagan más grandes. En cuanto a regulación, el valor de estado estacionario es siempre cero para la señal de salida de los diferentes sistemas. Los valores hallados para k_1 y k_2 permiten el cumplimiento de las condiciones de Lyapunov en la ley de control que usa la realimentación de los valores de estado.

El predictor de Smith funcionó adecuadamente para efectuar la compensación del retardo de tiempo. De esta manera se logró disminuir el efecto del retardo debido a las comunicaciones de los grandes sistemas de potencia.

Así mismo, la integración de las dos estrategias (la de control y la de compensación) se dio de manera adecuada, indicando con esto que es posible lograr una aplicación de este tipo de controles en los sistemas eléctricos.

6

Referencias

- [1] A. RAY and G. VENAYAGAMOORTHY, "Real-Time implementation of a measurement-based adaptive wide-area control system considering communications delays," *Journal of IET Generation, Transmission And Distribution*, vol. 2, no. 1, 2008.
- [2] C. BYRNES y A. ISIDORI, «New results and examples in nonlinear feedback stabilization,» *Systems & Control Letters*, vol. 12, nº 2, pp. 437-442, 1989.
- [3] A. SABERI, P. KOKOTOVIC y H. SUSSMANN, «Global stabilization of partially linear composite systems,» de *Proceedings of the 28th IEEE Conference on Decision and Control*, 1989.
- [4] P. KOKOTOVIC, «The joy of feedback: nonlinear and adaptive,» *Control Systems, IEEE*, vol. 12, nº 3, pp. 7-17, 1992.

- [5] I. KANELLAKOPOULOS, P. KOKOTOVIC y A. MORSE, «A toolkit for nonlinear feedback design,» *Systems and Control Letters*, vol. 18, nº 2, pp. 83-92, 1992.
- [6] M. KRSTIC, P. KOKOTOVIC y I. KANELLAKOPOULOS, *Nonlinear and Adaptive Control Design*, 1st ed., New York, NY, USA: John Wiley & Sons, Inc., 1995.
- [7] T. FOSSEN y J. STRAND, «Tutorial on nonlinear backstepping: Applications to ship control,» *Modeling, Identification and Control*, vol. 20, nº 2, pp. 83-135, 1999.
- [8] P. KUNDUR, J. PASERBA, V. AJJARAPU, G. ANDERSSON, A. BOSE, C. CANIZARES, N. HATZIARGYRIOU, D. HILL, A. STANKOVIC, C. TAYLOR, T. VAN CUTSEM y V. VITTAL, «Definition and classification of power system stability ieeecigre joint task force on stability terms and definitions,» *Power Systems, IEEE Transactions*, vol. 19, nº 3, pp. 1387-1401, 2004.
- [9] P. KUNDUR, *Power System Stability and Control*, New York, 1994.
- [10] S. JAIN, F. KHORRAMI y B. FARDANESH, «Adaptive nonlinear excitation control of power systems with unknown interconnections,» *Control Systems Technology, IEEE Transactions*, vol. 2, nº 4, pp. 436-446, 1994.
- [11] Y. WANG, D. HILL, R. MIDDLETON y L. GAO, «Transient stability enhancement and voltage regulation of power systems,» *Power Systems, IEEE Transactions*, vol. 8, nº 2, pp. 620-627, 1993.
- [12] A. ROOSTA, D. GEORGES y N. HADJ-SAID, «Nonlinear control for power systems based on a backstepping method,» *In Decision and Control, 2001. Proceedings of the 40th IEEE Conference*, vol. 4, pp. 3037-3042, 2001.
- [13] G. BESANCON, D. GEORGES, L. RAFANOTSIMIVA y J. RAZAFIMAHENINA, «Simple Strategy for Constrained Backstepping Design with Application to SMIB Control,» *de American Control Conference*, 2012.
- [14] A. KARIMI, M. CHOUDHRY y A. FELIACHI, «Coordinated backstepping controls for power system stability enhancement,» *In Power Symposium, 2008. NAPS '08. 40th North American*, pp. 1-8, 2008.

- [15] A. KARIMI y A. FELIACHI, «Decentralized adaptive backstepping control of electric power systems,» *Electric Power Systems Research*, vol. 78, n° 3, pp. 484-493, 2008.
- [16] A. DYSKO, W. LEITHEAD y J. O'REILLY, «Enhanced power system stability by coordinated pss design,» *Power Systems, IEEE Transactions*, vol. 25, n° 1, pp. 413-422, 2010.
- [17] J. FU y J. ZHAO, «Robust nonlinear excitation control based on a novel adaptive back-stepping design for power systems,» *American Control Conference*, vol. 4, pp. 2715-2720, 2005.